

Proyecto Fin de Máster  
Máster Universitario en Sistemas de Energía  
Eléctrica

Planificación de la Posición Óptima de la Toma en  
Centros de Distribución

Autor: Pedro Antonio Flores Torné

Tutores: Ángel Luis Trigo García  
Esther Romero Ramos



Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2016





Proyecto Fin de Máster  
Máster Universitario en Sistemas de Energía Eléctrica

# Planificación de la Posición Óptima de la Toma en Centros de Distribución

Autor:

Pedro Antonio Flores Torné

Tutores:

Ángel Luis Trigo García

Esther Romero Ramos

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016

# MEMORIA

## Contenido

1	Introducción.....	7
2	Objetivo.....	8
3	Los Transformadores de Distribución de Energía Eléctrica .....	9
3.1	Introducción.....	9
3.2	Construcción .....	11
3.3	Problemas de operación .....	15
3.4	Localización de los transformadores .....	17
3.5	Pérdidas .....	18
3.6	Protecciones.....	21
4	Regulación de Tensión en la Red de Distribución .....	24
4.1	Equipos para la regulación de tensión .....	24
4.2	Condensadores .....	24
4.3	Compensadores estáticos de reactiva .....	26
4.4	Transformadores con cambiadores de tomas .....	27
4.4.1	Transformadores con cambiadores de tomas en vacío.....	27
4.4.2	Transformadores con cambiadores de tomas en carga.....	29
5	Metodología Desarrollada .....	34
5.1	Ficheros utilizados en las simulaciones.....	36
5.2	Automatización de las simulaciones.....	37
5.3	Estructura de los ficheros obtenidos en las simulaciones .....	43
5.4	Presentación de los resultados obtenidos.....	46
6	Red Utilizada en las Simulaciones.....	48
7	Casos de Estudio .....	51
8	Obtención del Fichero de Cargas Anuales .....	53
8.1	Fichero de partida .....	53
8.2	Generación de escenarios de demanda.....	54
8.3	Ajuste del fichero de cargas.....	55
9	Simulación del Caso 1 .....	57
10	Simulaciones del Caso 2 .....	59
11	Simulaciones del Caso 3 .....	60
11.1	OPF Año Completo 2. Estudio Anual.....	60
11.2	Reparto de Cargas Año Completo. Estudio Anual.....	63
11.3	Análisis del Caso 3.....	64
12	Simulaciones del Caso 4 .....	67
12.1	Asignación de las horas anuales a cada estación.....	67

12.2	OPF Año Completo 2. Estudio Estacional.....	68
12.3	Reparto de Cargas Año Completo. Estudio Estacional .....	69
12.4	Análisis del Caso 4.....	69
13	Simulaciones del Caso 5 .....	73
13.1	Asignación de las horas anuales a cada mes.....	73
13.2	OPF Año Completo 2. Estudio Mensual .....	74
13.3	Reparto de Cargas Año Completo. Estudio Mensual .....	76
13.4	Análisis del Caso 5.....	77
14	Comparativa de Pérdidas entre los Distintos Casos.....	81
15	Conclusiones y Líneas Futuras de Investigación.....	85
16	Bibliografía .....	87

## 1 Introducción

Las redes de distribución de energía eléctrica actuales, se caracterizan por la presencia de transformadores con cambiador de tomas que, desde que son instalados hasta que finalizan su vida útil, se mantienen con la misma toma por defecto.

Se plantea la posibilidad de cambiar las tomas en distintos periodos de tiempo para ver su impacto en las pérdidas del sistema.

En primer lugar, se presentan en los apartados 3 y 4 los transformadores de distribución y los distintos equipos que existen para regular la tensión en la red de distribución respectivamente.

En el apartado 5 se presenta la metodología desarrollada para llevar a cabo las simulaciones y en el apartado 6 se detalla la red de estudio.

Como punto de partida de las simulaciones, se estudia la red durante 24 horas y para 25 niveles distintos de tensión y toma en el transformador de cabecera.

A continuación, en el apartado 8, se calculan las cargas anuales para realizar las simulaciones de un año completo que se necesitan en los apartados 11, 12 y 13 para obtener las tomas consideradas óptimas anuales, estacionales y mensuales respectivamente.

En el apartado 14 se comparan los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas para terminar en el apartado 15 con las conclusiones y líneas futuras de investigación.

## 2 Objetivo

El proyecto trata de determinar si al ajustar las tomas de los transformadores por año, estación y mes en una red de distribución, se obtiene una disminución apreciable en las pérdidas respecto a las que se tienen con las tomas por defecto. Dicho ajuste se realizará con las tomas consideradas óptimas, que serán aquellas que aparezcan con más frecuencia después de realizar un reparto de cargas óptimo.

Para la obtención de datos se van a usar dos programas, Python y PSS/E. El primero se usa para automatizar procesos repetitivos y el segundo se encarga de realizar las simulaciones requeridas por el primero.

Python es un lenguaje de programación de alto nivel ampliamente utilizado en la actualidad por ser software libre y por contar con una enorme cantidad de librerías disponibles.

PSS/E o POWER SYSTEM SIMULATOR for ENGINEERING es un programa de simulación eléctrica desarrollado por SIEMENS para el análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. Éste, está reconocido tanto a nivel nacional (es el estándar en transporte) como internacional.

El trabajo conjunto de ambos programas permite realizar todas las simulaciones necesarias que, de tener que llevar a cabo de forma manual, harían imposible este estudio. Además, los datos de tomas de los transformadores y pérdidas serán analizados posteriormente en MATLAB.



### 3 Los Transformadores de Distribución de Energía Eléctrica

En la producción y distribución de energía eléctrica, el objetivo fundamental es el de llevar energía lista para ser utilizada desde los centros de producción de energía hasta los clientes, mediante los conocidos como sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Dichos sistemas consisten en numerosas líneas de transmisión y distribución, subestaciones, transformadores y otro equipamiento repartido en una extensa área. Para que el transporte de energía en este sistema sea eficiente, el papel que juegan los transformadores es fundamental, ya que permiten elevar la tensión de la energía eléctrica antes de ser transportada hacia los consumidores, permitiendo así un enorme ahorro en pérdidas.

#### 3.1 Introducción

En el centro de cualquier sistema de energía alterna están los transformadores. Éstos cambian los niveles de tensión e intensidad del flujo de potencia, manteniendo (excepto por una parte muy pequeña de pérdidas eléctricas) el mismo flujo de potencia total. Si la tensión entonces se reduce en un factor de diez desde el lado de alta al lado de baja, la corriente se multiplica por diez, de manera que su producto global (tensión por intensidad igual a energía) se mantiene constante.

Los transformadores están disponibles en una amplia gama de tipos, tamaños y capacidades. Se utilizan en los sistemas de potencia en cuatro áreas principales: en las centrales eléctricas, donde la energía se genera a unos 20 kV y es elevada a tensión de transporte de 200 kV o 400 kV; en las subestaciones de conmutación, donde se cambia el voltaje de transporte a uno de reparto (por ejemplo, de 220 kV a 138 kV); en las subestaciones de distribución, donde el voltaje de reparto entrante se reduce a tensión de distribución para la distribución de energía eléctrica (por ejemplo, 138 kV a 66/20 kV); y en transformadores de servicio, donde se reduce el voltaje de la tensión de alimentación primaria al nivel de utilización de los consumidores (66 kV a 120/240 voltios) para suministrar a clientes finales. En la figura 1 se representa un esquema de los niveles de tensión.

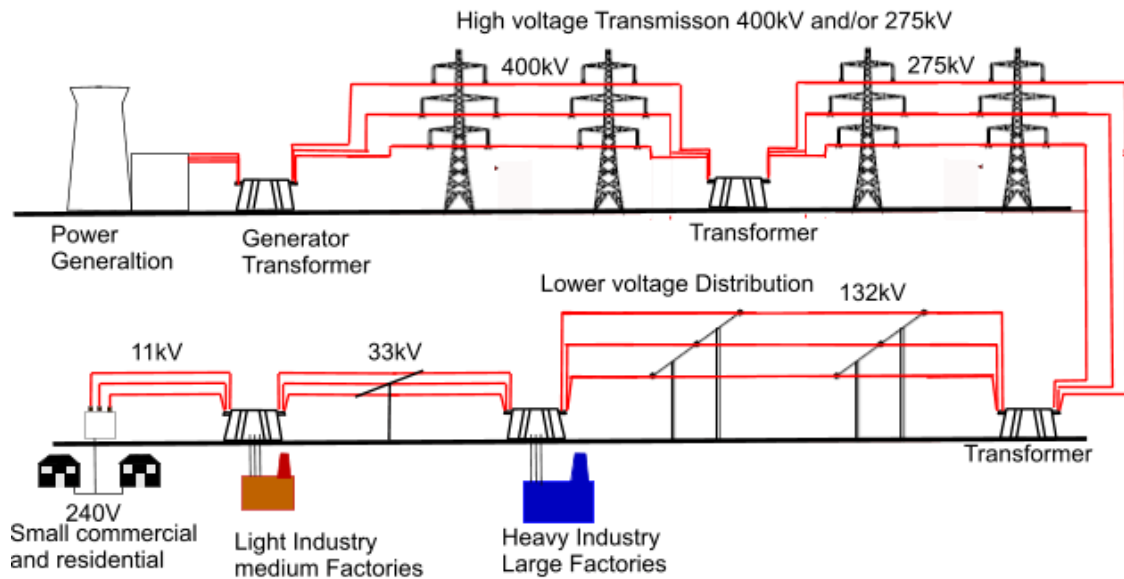


Figura 1. Uso de transformadores en la red eléctrica. Niveles de tensión

Los grandes transformadores se construyen generalmente como unidades trifásicas, en los que se transforman simultáneamente las tres fases. A menudo, estas unidades más grandes se construyen a medida o con especificaciones especiales, y pueden ser bastante caros. Los transformadores pequeños, en particular la mayoría de los transformadores de servicio, son monofásicos y por lo general se construyen con especificaciones estándar.

Los transformadores experimentan dos tipos de pérdidas eléctricas - pérdidas en vacío (a menudo llamadas del núcleo, del hierro, o pérdidas) y las pérdidas relacionadas con el nivel de carga. Las pérdidas en vacío son las pérdidas eléctricas inherentes al funcionamiento del transformador - debido a la creación del campo magnético dentro del núcleo - y se producen simplemente porque el transformador está conectado a una fuente de energía eléctrica. Éstas son constantes, independientemente de si la alimentación que fluye a través del transformador es pequeña o grande. Las pérdidas en el núcleo son normalmente menores al uno por ciento. Sólo cuando el transformador esté muy sobrecargado, a un nivel mucho mayor de su punto de funcionamiento, será cuando cambien dichas pérdidas en vacío (debido a la saturación magnética del núcleo).

Las pérdidas relacionadas con la carga, son debidas al flujo de corriente a través de la impedancia del transformador y se corresponden de forma muy directa con el nivel de flujo de

potencia - como las de conductores y cables que son proporcionales al cuadrado de la intensidad, cuadruplicándose cuando se dobla el flujo de potencia.

El resultado de ambos tipos de pérdidas es que las pérdidas de un transformador varían conforme a la potencia transmitida a través del mismo varía, pero siempre en o por encima de un nivel mínimo establecido por las pérdidas en vacío.

## 3.2 Construcción

### Núcleo

Los núcleos de la mayoría de los transformadores de distribución fabricados hoy en día, están compuestos de un núcleo bobinado (patentado originalmente en 1933). Por lo general, las capas individuales se cortan y se apilan entre sí. El acero eléctrico se produce en láminas para núcleos bobinados que están entre 0,35 y 0,18 mm de espesor. A principios de la década de 1980, un rápido incremento en el coste de la energía llevó a la introducción de núcleo de acero amorfo. El metal amorfo es enfriado desde el estado líquido rápidamente para que no haya tiempo de organizar una estructura cristalina. De este modo se forma el equivalente en metal del vidrio y es a menudo conocido como vidrio metálico o "met-glass." El núcleo de acero amorfo es generalmente de 0,025 mm de espesor y es otra opción en el mercado para aquellos transformadores que tienen unos altos costes de energía eléctrica.

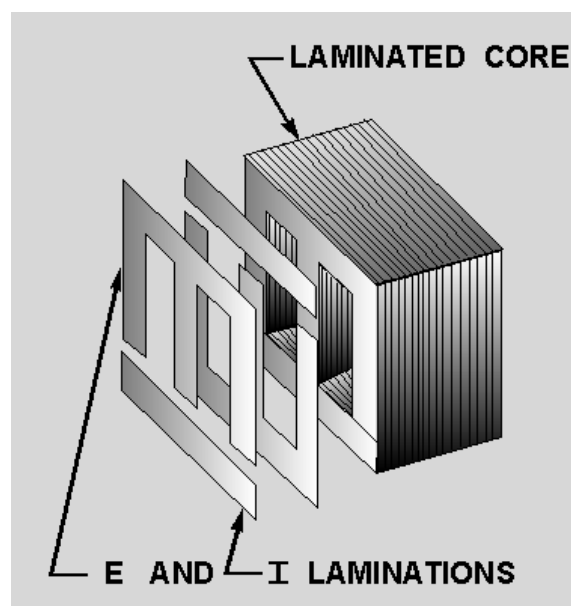


Figura 2. Núcleo de un transformador

### Materiales del bobinado

Hoy en día se utiliza tanto el aluminio como el cobre en los transformadores de distribución, y la elección de uno u otro está dictada en gran medida por la opción más económica. Los fabricantes normalmente aplanan el conductor en una forma oval o rectangular en el proceso de bobinado del núcleo. Esto permite que se enrolle más conductor para un tamaño dado de la bobina y que mejore la integridad mecánica y eléctrica de la misma.

Según el número de espiras (vueltas) alrededor del núcleo se inducirá un voltaje mayor. Se juega entonces con el número de vueltas en el primario respecto a las del secundario.

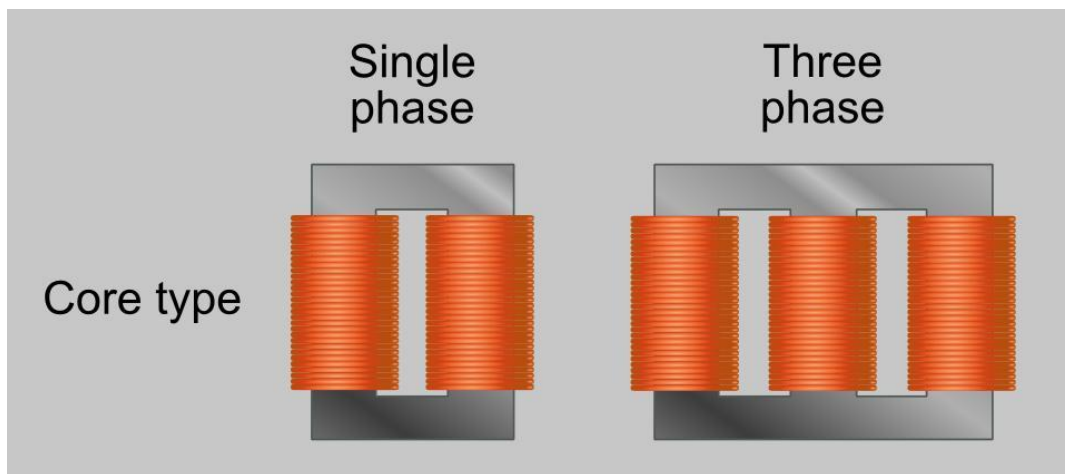


Figura 3. Bobinado de un transformador

### Aislamiento del conductor

El aislamiento más común hoy en día para los devanados de alta tensión es un recubrimiento de esmalte en el cable, con papel kraft mejorado térmicamente utilizado entre las capas. El uso de recubrimiento de papel en el conductor está siendo lentamente reemplazado por recubrimientos de polímeros sintéticos o envolturas con tela sintética. Para aplicaciones especiales, el papel sintético como el DuPont Nomex<sup>1</sup> se puede utilizar en lugar de papel kraft para permitir la operación continua a una temperatura más elevada.

### Unión de los conductores

La introducción de conductor de aluminio y revestimientos de esmalte presentó un gran número de retos a los fabricantes de transformadores de distribución. El aluminio forma

<sup>1</sup> Nomex es una marca registrada de E.I du Pont de Nemours & Co., Wilmington, DE

espontáneamente una capa aislante de óxido cuando se expone al aire. Este recubrimiento de óxido se debe retirar o evitarse siempre que se desee una conexión eléctrica de calidad.

Algunos métodos de unión de conductores de aluminio incluyen la soldadura mediante ondulaciones especiales que penetran las capas de esmalte y óxido y sellan el oxígeno en las zonas de contacto. El aluminio se puede soldar con TIG (Gas Inerte Tungsteno) o también mediante soldadura en frío. Las uniones atornilladas se pueden llevar a cabo siempre que las partes a unir están convenientemente limpias. Los problemas de unión de aluminio son a veces mitigados mediante el uso de chapas de aleación dura con estaño para hacer uniones atornilladas.

## **Refrigerantes**

### Aceite Mineral

El aceite mineral que rodea el conjunto núcleo-bobina, mejora la rigidez dieléctrica del devanado y previene la oxidación del núcleo. La mejora dieléctrica se produce porque el aceite soporta una mayor ruptura dieléctrica que el aire y porque la constante dieléctrica del aceite, 2.2, está más cerca a la del aislamiento. Como resultado, la presión sobre el aislamiento se reduce cuando el aceite reemplaza el aire en un sistema dieléctrico. Además, el aceite también recoge el calor mientras está en contacto con los conductores y lleva el mismo a la superficie del tanque mediante convección. De este modo un transformador sumergido en aceite puede tener distancias eléctricas más pequeñas y conductores más pequeños para los mismos valores de voltaje y kVA.

### Askarel

Alrededor de 1932, se empezó a utilizar una clase de líquido llamado Askarel o bifenilos policlorados (PCB) como sustituto del aceite mineral, donde la inflamabilidad era un factor a tener en cuenta. Los transformadores rellenos de Askarel podían ser colocados dentro o al lado de un edificio en el que antes sólo se podían utilizar los transformadores secos. Aunque estos refrigerantes se consideraron no inflamables, éstos se podían descomponer cuando eran expuestos a arcos eléctricos para formar ácido clorhídrico, furanos tóxicos y dioxinas.

Éstos compuestos eran muy dañinos debido a su persistencia en el medio ambiente y a su capacidad para acumularse en los animales, incluyendo seres humanos.

Las pruebas realizadas por la Agencia de Protección Ambiental de EE.UU. han demostrado que los PCB pueden causar cáncer en animales y causar otros efectos perjudiciales en la salud. El uso del askarel en nuevos transformadores fue prohibido en 1977 (Claiborne, 1999) y el IEEE C57.12.00 exige a los fabricantes de transformadores que indiquen en la placa de identificación de los nuevos equipos que cuentan con menos de 2 ppm de PCB en el aceite.

#### Hidrocarburos de Alta Temperatura

Entre los refrigerantes utilizados para reemplazar a los askareles en transformadores de distribución, están los hidrocarburos de alta temperatura (HTHCs), también llamados hidrocarburos de alto peso molecular. Estos refrigerantes son clasificados por el National Electric Code (NEC) de EEUU como "menos inflamable" si tienen un punto de ignición por encima de 300 °C. Las desventajas de los HTHCs incluyen el aumento del coste y una capacidad de enfriamiento menor debido a la alta viscosidad como consecuencia de un peso molecular más alto.

#### Siliconas

Las siliconas, químicamente conocidas como polidimetilsiloxano se usan sólo cuando hay peligro biológico en caso de derrame y son más caros que el aceite mineral o los HTHCs.

#### Halogenados Fluidos

Las mezclas de tetracloroetano y aceite mineral fueron probados como un sustituto del aceite durante unos años. Este y otros compuestos a base de cloro ya no se utilizan debido a la falta de biodegradabilidad, la tendencia a producir subproductos tóxicos, y a los posibles efectos en la capa de ozono.

#### Ésteres naturales

Los fluidos aislantes de ésteres naturales, en particular Cooper Power System's Envirotemp™ FR3 y ABB BIOTEMP®, son muy utilizados actualmente. Procedentes de semillas, estos fluidos son renovables y biodegradables. En comparación con el aceite mineral, los ésteres naturales aislantes proporcionan muchas mejoras. Son calificados como "fluido menos inflamable" por el NEC, proporcionando una mayor seguridad frente al fuego. También tienen la capacidad funcionar a altas temperaturas y son biodegradables.

Además, permiten definir un punto de funcionamiento a 75 °C siendo ésta la primera innovación importante desde la adopción del papel kraft mejorado y el resultado del cambio de 55 °C a 65 °C en la temperatura de funcionamiento.

### **3.3 Problemas de operación**

La probabilidad de que un sistema eléctrico tenga averías en sus equipos o irregularidad en la prestación del servicio por causa de sobre-voltajes está determinada considerablemente por la configuración del sistema y la manera en que esté operando, así como por las características de los equipos instalados en él. Actualmente en los sistemas de distribución, los transformadores conectados con cables mono-polares apantallados han encontrado gran aplicación y es así como se pueden encontrar en las áreas más congestionadas de las ciudades, en unidades residenciales, hospitales, centros comerciales, colegios etc. Estas aplicaciones están caracterizadas normalmente por un transformador trifásico o monofásico alimentado por medio de cable subterráneo, desde un circuito de distribución primario.

A continuación, se muestran los problemas que pueden presentar los transformadores

#### **Ferroresonancia**

Es un fenómeno de sobretensión que se produce cuando la corriente para un cable subterráneo largo u otra reactancia capacitiva satura el núcleo de un transformador. Dicha resonancia puede dar lugar a tensiones de hasta cinco veces la tensión nominal del sistema, lo que podría dañar pararrayos y otros equipos e incluso el propio transformador.

Una situación típica ferroresonancia se muestra en la figura 4 que consiste en largos cables subterráneos que alimentan un transformador con el primario conectado en triángulo. El transformador está descargado o ligeramente cargado y el interruptor del circuito opera una fase a la vez. La ferroresonancia puede ocurrir cuando se energiza el transformador y el primer o segundo interruptor están cerrados, o puede ocurrir si una o dos fases abren y la carga es muy ligera.

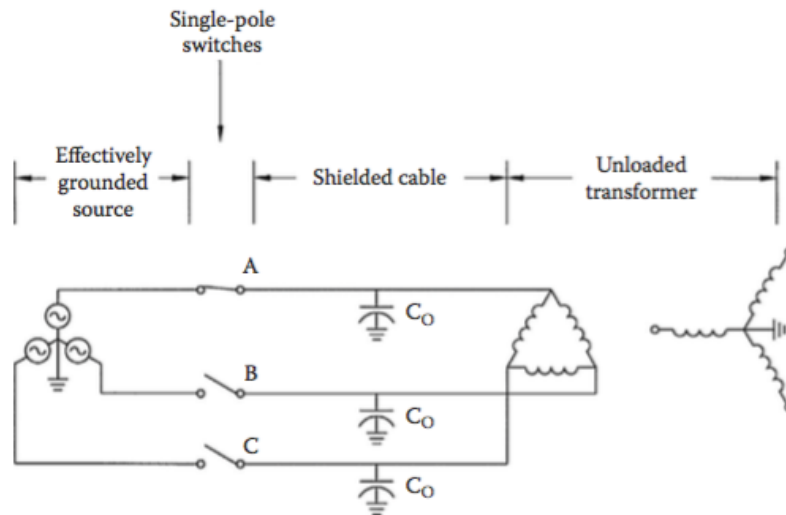


Figura 4. Situación típica de ferresonancia

La ferresonancia desaparece tan pronto como las tres fases se cierran o abran. La ferresonancia es más probable que ocurra en sistemas con una tensión mayor en el devanado primario. Todos estos factores, conexión triángulo o estrella, longitud del cable, carga, apertura del interruptor de una fase, favorecen la aparición de ferresonancia.

### Calentamiento del tanque

Otro fenómeno que puede ocurrir en los transformadores trifásicos debido a la estructura común del núcleo entre fases es el calentamiento del tanque.

Las corrientes parásitas producidas por el flujo magnético en el acero ferromagnético del tanque producen un enorme calentamiento localizado, en ocasiones quemando la pintura del tanque y el aceite del interior. Para la mayoría de los usos, la probabilidad de que esto ocurra es tan baja que no es económicamente factible tomar medidas para prevenirlo. Solo para unas pocas aplicaciones, con un mayor nivel de riesgo, se compran transformadores triplex, que tiene tres conjuntos de núcleo-bobinas separadas en un solo tanque.



### 3.4 Localización de los transformadores

#### Intemperie

Mientras que la instalación de intemperie sigue siendo la opción más económica en las zonas rurales, tiene el inconveniente de que se ven perjudicados por el clima. Además de que la sociedad ya no percibe el cableado aéreo como una señal de progreso, si no como un elemento poco estético. En algunas áreas esto ha llevado a la mayoría de las nuevas construcciones a ser subterráneas, en lugar de intemperie. En la figura 5 se tiene la disposición típica de un transformador de intemperie.



Figura 5. Transformador de intemperie

#### Subterráneos

Las ciudades más grandes con cargas comerciales concentradas y edificios altos han tenido transformadores ventilados subterráneos desde los primeros años del siglo XX.

La utilización de la distribución subterránea para el servicio industrial, comercial y residencial se hizo popular en la década de 1960, con el objetivo estético, eliminando las líneas eléctricas y telefónicas aéreas.

La configuración más común para el suministro eléctrico residencial, es la de cables primarios subterráneos que alimentan un transformador que está a ras de suelo. Los problemas de disipación de calor y corrosión son sólo ligeramente superiores a los de exterior, pero son menores en comparación con los transformadores ventilados subterráneos.

La industria ha establecido normas para la seguridad contra entradas no autorizada y el vandalismo; ver IEEE C57.12.28 e IEEE C57.12.29.

### **Directamente enterrados**

A lo largo de los años, ha habido intentos para colocar los transformadores de distribución directamente enterrados sin medios de ventilación. Una instalación directamente enterrada puede ser deseable, ya que está completamente fuera de la vista y no puede ser dañada por tormentas de viento, camiones y automóviles, etc.

Existen tres grandes desafíos cuando se consideran instalaciones directamente enterradas: la limitada accesibilidad para operaciones de mantenimiento, el ambiente corrosivo, y el desafío de disipar calor del transformador.

Los avances en materiales y técnicas de encapsulación han fomentado el desarrollo de transformadores de distribución de aislamiento sólido que puede ser instalado en un sótano ventilado o directamente enterrado utilizando materiales térmicos especiales mientras se mantiene una capacidad de carga comparable a los transformadores de exterior

## **3.5 Pérdidas**

### **Pérdidas en vacío y corriente de excitación**

Cuando se aplica tensión alterna a un devanado del transformador, se induce un flujo magnético en el núcleo. Dicho flujo produce histéresis y corrientes parásitas en el acero eléctrico, generando calor en el núcleo. El calentamiento del núcleo debido a la tensión aplicada se conoce como pérdidas en vacío. El término "en vacío" es descriptivo porque el núcleo se calienta independientemente de la carga que tenga el transformador.

Si la tensión aplicada varía, la pérdida en vacío es aproximadamente proporcional al cuadrado de la tensión de pico, siempre y cuando el núcleo no esté saturado.

La corriente que circula cuando un devanado se energiza que se conoce como "corriente de excitación" o "corriente de magnetización," que consiste en una componente real y otra reactiva. La componente real entrega potencia para las pérdidas en vacío del núcleo, mientras que la reactiva representa la energía almacenada momentáneamente en la inductancia del devanado.

Normalmente, la corriente de excitación de un transformador de distribución es menor al 0,5% de la corriente nominal del bobinado que está siendo energizado.

### **Pérdida en Carga**

Un transformador suministrando energía a una carga, presenta una corriente en el devanado primario y secundario que producirá pérdidas de carga en ambos devanados. Dicha pérdida de carga se divide en dos partes, las pérdidas  $I^2R$  y las pérdidas por dispersión.

#### Pérdidas $I^2R$

Cada devanado del transformador tiene una resistencia eléctrica que produce calor cuando hay corriente circulando. La resistencia de un devanado se mide haciendo pasar corriente continua a través del devanado para eliminar los efectos inductivos.

#### Pérdidas por dispersión

Cuando se utiliza corriente alterna para medir las pérdidas en un devanado, el resultado es siempre mayor que la  $I^2R$  medida con corriente continua. La diferencia entre las pérdidas de corriente continua y alterna en un devanado se denomina "pérdidas por dispersión."

Una parte de las pérdidas por dispersión se denomina "pérdidas de Foucault" y tienen su origen en las corrientes parásitas que circulan por los conductores de la bobina. La otra parte se genera fuera de los devanados, en elementos del bastidor, las paredes del tanque, etc. Las pérdidas por dispersión también se conocen a veces como "efecto skin" porque las corrientes de dispersión inducidas tienden a estar cerca de la superficie de los conductores.

Las pérdidas por dispersión son proporcionalmente mayores en los transformadores más grandes debido a que a mayores corrientes se requieren conductores más grandes. Las pérdidas por dispersión tienden a ser proporcionales a la frecuencia, por lo que éstas pueden aumentar drásticamente cuando se alimentan cargas con corrientes de alto contenido armónico. Estos efectos se pueden reducir subdividiendo conductores

de secciones muy grandes y usando acero inoxidable u otros materiales no ferrosos para partes del bastidor y los aisladores.

### **Efectos de los armónicos y CC**

Los rectificadores y las lámparas de descarga, hacen que las corrientes que circulan en el transformador de distribución no sean ondas sinusoidales perfectas. Utilizando análisis de Fourier, las corrientes de carga distorsionadas pueden resolverse en componentes que son múltiplos enteros de la frecuencia de la energía. Los armónicos de mayor importancia son: 3<sup>a</sup>, 5<sup>a</sup>, 7<sup>a</sup>, ya veces los armónicos 11 y 13, dependiendo del tipo de carga.

#### Armónicos de Orden Impar

Las corrientes que contienen armónicos de orden impar aumentan tanto las pérdidas de Foucault como otras pérdidas parásitas dentro del transformador. Si los armónicos son sustanciales, el transformador deberá reducir su carga para evitar un sobrecalentamiento tanto general como localizado. Los transformadores que alimenten a cargas con un porcentaje de armónicos mayor al 5%, deben ser cargados conforme a IEEE C57.110.

#### Armónicos de Orden Par

El análisis de la mayoría de las corrientes muestra una cantidad muy pequeña de armónicos pares (segundo, cuarto, sexto, etc.). Las componentes que son múltiplos pares de la frecuencia fundamental causan generalmente una forma de onda asimétrica alrededor del eje cero. La corriente, por lo tanto, tiene una componente cero o dc-offset.

El efecto de un dc-offset elevado es el de saturar el núcleo del transformador en ciclos alternos.

Cuando se satura el núcleo, las corrientes de excitación pueden llegar a ser muy altas, lo que puede quemar el arrollamiento primario en un periodo muy corto de tiempo. Los transformadores que experimentan problemas con el dc-offset generalmente muestran un ruido procedente del núcleo. Los estándares industriales no son claros con respecto a los límites de dc-offset en un transformador. Un valor recomendado es uno

no mayor que la corriente de excitación, que es generalmente de un 1% o menor de la corriente nominal de un devanado (Galloway, 1993).

### **3.6 Protecciones**

Los transformadores de distribución requieren de fusibles u otros dispositivos de protección para impedir fallos durante el servicio. Los interruptores de la subestación pueden proveer de cierta protección a los transformadores individuales, pero la protección más efectiva es la que está cerca o dentro de cada transformador. Los transformadores que se suministran con sus propios dispositivos de protección se llaman "auto-protegidos." Los transformadores que no vienen con dispositivos de protección son llamados "convencionales".

#### **Objetivos de las Protecciones**

Con los dispositivos de protección de los transformadores que limitan corrientes excesivas o previenen excesos de tensión se pretende conseguir lo siguiente:

- Reducir al mínimo el daño al transformador debido a sobrecargas
- Prevenir el daño del transformador causados por cortocircuitos secundarios
- Prevenir los daños causados por fallos en el transformador
- Reducir al mínimo la posibilidad de daños a otra propiedad o lesiones al personal
- Limitar el alcance o la duración de las interrupciones del servicio o perturbaciones en el resto del sistema

La selección de los métodos y aparatos de protección es una decisión económica y no siempre se podrán cumplir todos los objetivos enumerados. Por ejemplo, un fusible principal no podrá evitar sobrecargas de larga duración lo que causará el recalentamiento del transformador.

#### **Protecciones Internas**

Cuando los medios de protección están situados dentro del transformador, el dispositivo puede reaccionar a la temperatura del aceite, así como a la corriente primaria. Los dispositivos de protección internos más comunes se describen a continuación.

### Enlaces de protección

Los transformadores de distribución que no tienen ninguna otra protección, se suministran normalmente con un pequeño fusible de expulsión de alto voltaje. El enlace de protección está preparado para fundirse con una corriente de entre 6 y 10 veces la nominal del transformador. En función de la tensión, los enlaces de protección pueden interrumpir con seguridad faltas de entre 1000 y 3000 A.

### Enlaces eutécticos

Los fusibles de alta tensión hechos de aleación de estaño de bajo punto de fusión se funden a 145 ° C y por lo tanto protegen el transformador mediante la detección combinada de sobretensiones y alta temperatura del aceite. Un enlace eutéctico por tanto evita sobrecargas, pero permite corrientes de arranque.

Un dispositivo similar conocido como fusible de "elemento dual", utiliza dos secciones de conductor que responden por separado a la corriente y la temperatura del aceite con una mejor coordinación.

### Fusibles limitadores de corriente

Los fusibles limitadores de corriente se pueden usar si la corriente de falta en el primario supera las capacidades de corte de los enlaces de protección. Los fusibles limitadores de corriente por lo general pueden interrumpir faltas de entre 40.000 y 50.000 A y hacerlo en menos de la mitad de un ciclo. La interrupción de una corriente de falta en un periodo de tiempo tan corto, previene daños graves en el transformador y evita daños a los alrededores que podrían poner en peligro a personas. Los fusibles limitadores de corriente no pueden evitar sobrecargas continuas, pero pueden abrir un cortocircuito secundario, por lo que el fusible debe ser fácilmente reemplazable. Los fusibles limitadores de corriente son considerablemente mayores que los fusibles de expulsión.

### **Interruptores secundarios internos**

Los interruptores secundarios que están instalados en el aceite de un transformador pueden proteger contra sobrecargas que de otra forma causarían un daño térmico al conjunto conductor-aislante. Algunos interruptores disponen también de mecanismos de disparo

magnéticos que interrumpen rápidamente la carga secundaria en caso de una falta. Cuando se aplican correctamente, los interruptores secundarios deben limitar la temperatura del aceite de la parte superior del transformador a aproximadamente 110 °C durante un ciclo típico de carga residencial. Los interruptores pueden tener una posición de emergencia, que permita al transformador suministrar temporalmente una carga mayor, dando tiempo para reemplazar dicha unidad por una con más kVA.

### Transformadores CSP<sup>2</sup>

Los transformadores exteriores que se construyen con un interruptor secundario, enlace de protección primaria, y pararrayos exterior se denominan genéricamente como transformadores completamente autoprotegidos o CSP (completely self-protected transformers). Estas protecciones previenen fallos causados por sobrecargas, subidas de tensión y protege el sistema contra fallos internos. En la figura 6 se puede ver un transformador CSP.

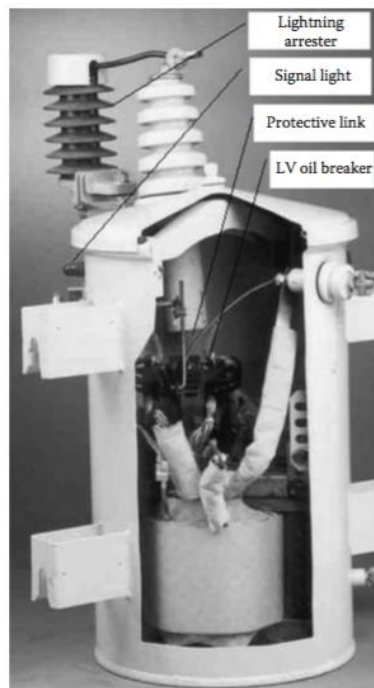


Figura 6. Corte de un transformador CSP

---

<sup>2</sup> CSP en una marca registrada de ABB Inc.

## 4 Regulación de Tensión en la Red de Distribución

Las compañías distribuidoras de energía eléctrica tratan de mantener la tensión suministrada a los usuarios dentro de un rango determinado que depende de la normativa vigente de cada país, pero que se puede establecer en la mayoría de los casos en un  $\pm 5\%$  del valor nominal.

Esto, sin embargo, cambia en condiciones de emergencia. Por ejemplo, en EEUU el estándar ANSI C84.1 permite una variación del  $-6\%$  al  $+13\%$  de la tensión nominal, durante cortos periodos de tiempo.

Con todo ello, existen en la red algunas cargas sensibles que permiten una variación mucho menor para su correcto funcionamiento y, además, es un hecho que los equipos que operan con una tensión de entrada cercana a la nominal, lo hacen de manera más eficiente. Por ello es conveniente contar con distintos dispositivos que permitan regular la tensión en la red de distribución ante distintas situaciones que puedan surgir. Además de los transformadores, existen otros equipos que se detallan a continuación.

### 4.1 Equipos para la regulación de tensión

Entre los dispositivos utilizados en la red de distribución para la regulación de tensión están:

- Los transformadores con cambiadores de tomas
- Los condensadores, ya estén configurados en serie o paralelo
- Los compensadores estáticos de reactiva (SVC)

En los siguientes subapartados se explican los distintos dispositivos, haciendo especial hincapié en los transformadores con cambiadores de tomas ya que serán el objeto central de estudio del presente proyecto.

### 4.2 Condensadores

Los condensadores pueden ser utilizados para regulación de tensión, ya sea en configuración serie o paralelo.



## Condensadores en paralelo

De acuerdo a la figura 7-a, la conexión de condensadores al final de la línea de alimentación, en paralelo con la carga, produce un aumento gradual de la tensión a lo largo de la misma. Sin embargo, al utilizar condensadores con esta configuración, el porcentaje de variación de la tensión es independiente de la carga. Por lo tanto, se utiliza la conmutación automática para obtener la regulación deseada con cargas grandes, y prevenir sobretensión con carga baja. Lo anterior puede resultar en sobretensiones transitorias en las instalaciones del usuario. La conexión de condensadores en paralelo puede ocasionar problemas de armónicos.

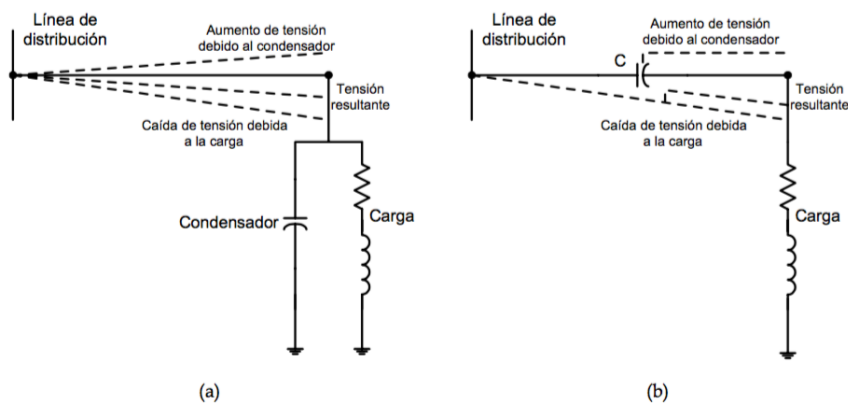


Figura 7. Conexión de condensadores para regulación de tensión: a) en paralelo, b) en serie.

## Condensadores en serie

Los condensadores conectados en serie, cuyo esquema de conexión se muestra en la figura 7-b, a diferencia de aquellos conectados en paralelo, producen un aumento de la tensión que varía directamente con la corriente de carga. Dicho aumento de tensión es igual a cero sin carga, e igual a un valor máximo a plena carga. Debido a lo anterior, no es necesario conmutar los condensadores en serie de acuerdo a los cambios que se presenten. Además, un condensador en serie necesita ser especificado a una menor tensión y potencia (kV y kVAR) con respecto a un condensador en paralelo que proporcione la misma regulación.

Sin embargo, los condensadores en serie presentan serias desventajas. La primera consiste en que no pueden realizar compensación de potencia reactiva a las cargas conectadas y por lo tanto no reducen significativamente las pérdidas del sistema. Los condensadores en serie sólo pueden liberar capacidad adicional del sistema si ésta se encuentra limitada por una excesiva

caída de tensión. Los condensadores en paralelo, en cambio, son efectivos también cuando la capacidad del sistema está limitada por una corriente alta.

La segunda desventaja principal consiste en que los condensadores en serie no pueden tolerar una falla de corriente, la cual puede resultar en una sobretensión considerable y debe de prevenirse mediante un circuito auxiliar de desconexión y reconexión.

Debido a lo anterior, resulta muy limitado el uso de los condensadores conectados en serie con la línea de distribución. Sin embargo, su aplicación para reducir la impedancia de la línea, y por lo tanto el flicker, ha presentado importantes ventajas.

### **4.3 Compensadores estáticos de reactiva**

Los compensadores estáticos de VAR (static var compensators) pueden aplicarse ya sea a los sistemas de distribución o industriales. Su función consiste en mantener la tensión regulada mediante una respuesta rápida para compensar la potencia reactiva (mediante su consumo o suministro), lo anterior actuando con la impedancia del sistema para aumentar o disminuir la tensión con una base ciclo a ciclo. Existen dos tipos principales de compensadores estáticos de VAR, tal como se muestran en la figura 8. El esquema con reactor controlado por tiristor (thyristor controlled reactor, TCR), mostrado en la figura 8-a, es quizás el más utilizado. Emplea un banco de condensadores fijo para proveer la potencia reactiva en adelanto y una inductancia controlada por tiristor el cual es conmutado varias veces para compensar el efecto de los condensadores. Éstos se configuran generalmente como filtros para corregir la distorsión armónica causada por los tiristores. El esquema que emplea condensadores conmutados con tiristores (thyristor switched capacitor), mostrado en la figura 8-b, opera mediante la conmutación rápida de varios pasos de condensadores para cumplir con los requerimientos de la carga tanto como sea posible. No ofrece una regulación tan fina como el TCR, pero generalmente es suficiente. El punto de conmutación es controlado de tal forma que no existan transitorios ni armónicos de corriente.

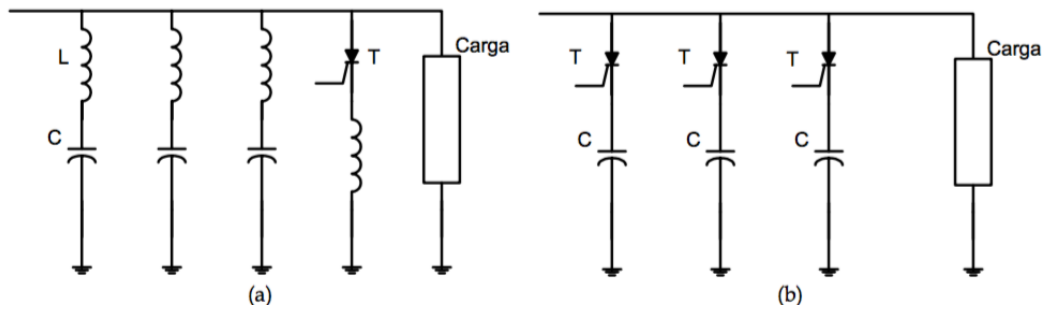


Figura 8. Compensadores estáticos de reactiva: a) reactor controlado por tiristor, b) condensadores conmutados por tiristores.

#### 4.4 Transformadores con cambiadores de tomas

El método común de controlar el nivel de voltaje de los transformadores es equipar el mismo con tomas en el devanado. La variación de tensión se consigue cambiando la relación de espiras. El cambiador de tomas modifica la relación de transformación añadiendo o quitando vueltas del devanado primario o secundario.

La ejecución de una operación de cambio de tomas con un cambiador de tomas se puede hacer con el transformador en vacío (cuando rara vez se requiera un cambio de tomas) o se puede hacer con el transformador energizado que implica que el transformador esté en carga. Para designar a ambas configuraciones, se utiliza hoy en día la terminología tanto del IEEE, LTC (load tap changer) y DETC (de-energized tap changer) como del IEC que designa a los cambiadores de tomas en carga OLTC (on-load tap changer) y a los cambiadores de tomas en vacío como (OCTC) “off-circuit tap changer”

Los cambiadores de tomas son uno de los componentes fundamentales para la regulación de los transformadores de potencia utilizados en las redes de energía eléctrica y la industrial.

##### 4.4.1 Transformadores con cambiadores de tomas en vacío

Los cambiadores de tomas en vacío se utilizan principalmente cuando no se espera que haya una variación muy frecuente de la tensión de operación en la red. Este método de cambiar tomas es el que se elige, por ejemplo, cuando se instala un tipo de transformador en distintos puntos de la red en la que hay ligeras diferencias en el rango de tensiones a utilizar. Otro campo

de aplicación es en transformadores que se instalan en redes eléctricas en desarrollo que pueden estar sujetas a cambios a largo plazo. Todos ellos, llevan incorporados normalmente un cambiador de tomas en vacío (DETC-OCTC) para adaptar el transformador a los requisitos de la red.

Al utilizar DETCs, hay que prestar especial atención al hecho de que el DETC sólo puede utilizarse mientras el transformador está en vacío, lo que significa que el transformador esté desconectado tanto del primario como el secundario. De lo contrario, la operación puede resultar en un fallo en el transformador y / o lesiones al operador.

Cada DETC tiene que estar equipado con al menos un dispositivo de seguridad para evitar que el DETC sea utilizado de forma no intencionada o por personal no autorizado. Dicho dispositivo puede consistir en un dispositivo de bloqueo (por ejemplo, bloqueo de pista) en el mecanismo de accionamiento manual. Cuando se utiliza el DETC junto a un accionamiento motorizado, se prefieren los enclavamientos automáticos por medio de circuitos de enclavamiento eléctrico. El DETC o su unidad de accionamiento (manual o motorizado) tiene que estar equipado con topes mecánicos, que impidan el funcionamiento más allá de la primera y última posición.

#### 4.4.1.1 Diseño de los cambiadores de tomas en vacío

Los DETC están disponibles en diseños mecánicos lineales o rotatorios. La designación utilizada se corresponde con el movimiento mecánico del DETC. El primero se caracteriza por una operación mecánica lineal del contacto móvil a lo largo de los contactos estacionarios como se muestra en la figura 9, que están dispuestos en fila.



Figura 9. DETC de operación mecánica lineal

El segundo se caracteriza por una rotación del contacto móvil alrededor de un eje cartesiano con los contactos fijos dispuestos en un círculo como se muestra en la figura 10.

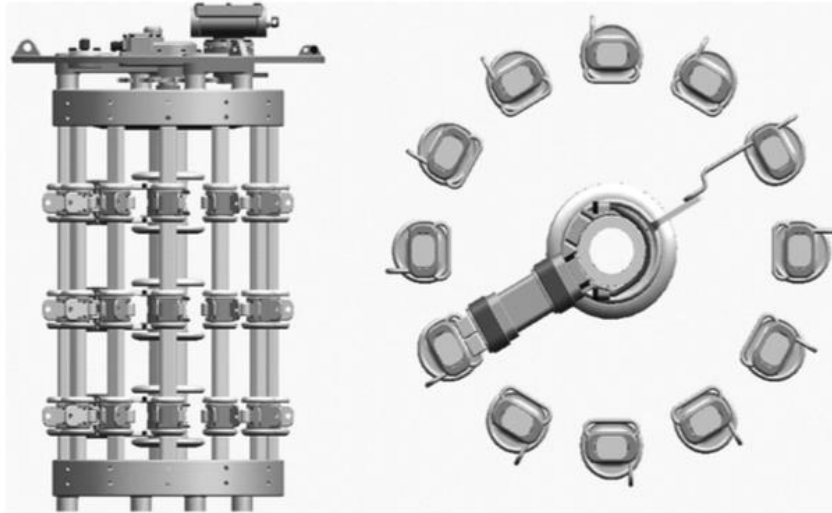


Figura 10. Alzado y planta de un DETC de operación mecánica rotatoria

Estos dos diseños desde el punto de vista mecánico se realizan en diferentes tipos para distintas aplicaciones eléctricas. Están disponibles como dispositivos manuales o motorizados. Los DETC accionados manualmente suelen operarse con un volante o una manivela.

#### **4.4.2 Transformadores con cambiadores de tomas en carga**

Los transformadores con cambiadores de tomas en carga u OLTC, a diferencia de los OCTC, permiten regular la tensión bajo en la red de distribución sin que haya ninguna interrupción del suministro. Desde el comienzo del desarrollo de los cambiadores de tomas, existen dos principios distintos de conmutación, el OLTC tipo resistencia y el OLTC tipo reactancia. La mayoría de los cambiadores de tomas del primer tipo, se instalan dentro del tanque del transformador (figura 11 derecha) mientras que los del segundo tipo son normalmente soldados al tanque del transformador (figura 11 izquierda).

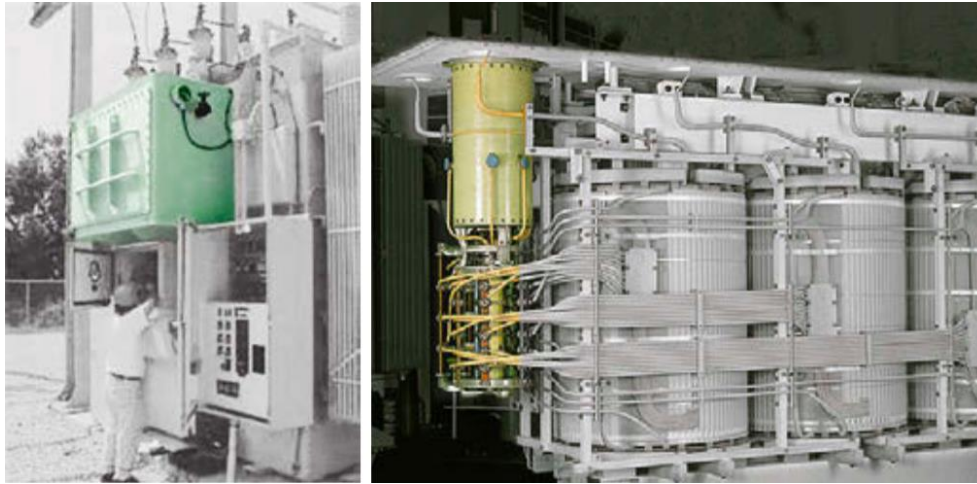


Figura 11. Cambiadores de tomas en carga; izquierda soldado; derecha dentro del tanque

El principio en el que se basan los cambiadores de tomas es en disponer de una impedancia de transición, ya sea una resistencia o una reactancia, que haga de puente entre dos tomas adyacentes con el propósito de transferir la carga de una toma a otra sin que haya interrupción o cambio apreciable en la corriente de la carga. En la figura 12 se puede en la imagen izquierda como el funcionamiento de un cambiador de tomas sin una impedancia de transición haría que la carga se desconectara momentáneamente, a diferencia de la imagen derecha que representa el funcionamiento de un OLTC con una impedancia de transición.

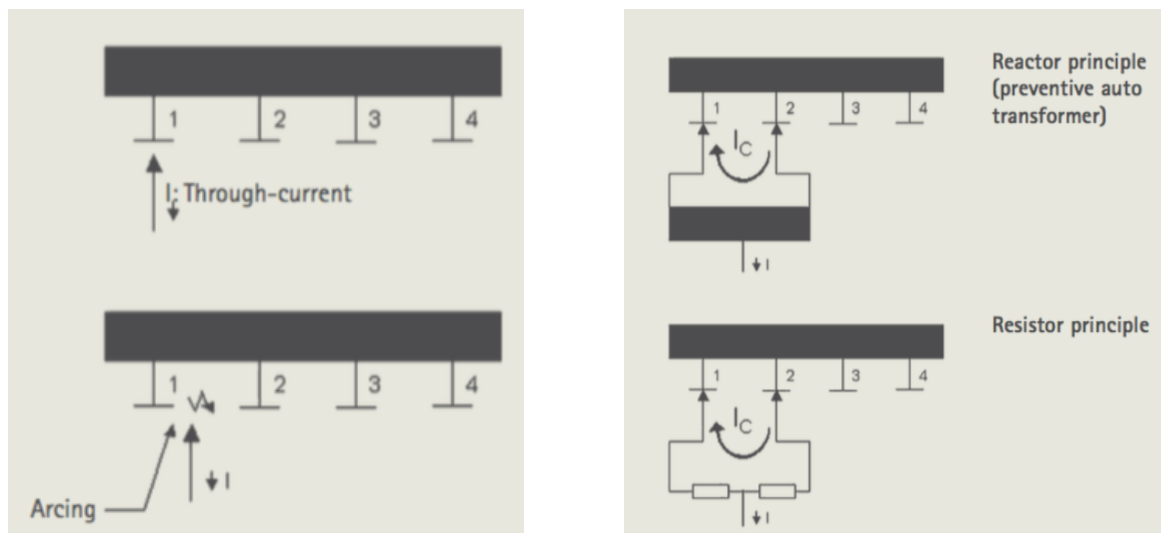


Figura 12. Funcionamiento hipotético y real de un OLTC

Al mismo tiempo en el que se produce el cambio de tomas, se limita la corriente  $I_C$  en el periodo en el que ambas tomas se utilizan. La tensión entre tomas es la tensión de paso que normalmente varía entre 0.8% y 2.5% de la tensión nominal del transformador.

#### 4.4.2.1 Diseños de los transformadores con cambiadores de tomas en carga

Aparte de seleccionar la toma correspondiente, la tarea más importante del OLTC es la de transferir con éxito la carga. Para ello existen distintas tecnologías que se presentan a continuación.

##### OLTCs en aceite

Estos cambiadores de tomas están inmersos en aceite y la conmutación se produce en dicho aceite. Esta tecnología ha alcanzado un nivel muy alto y es capaz de cubrir la mayoría de requisitos de los fabricantes de transformadores.

Como se comentó anteriormente, existen tanto cambiadores de tomas en carga en aceite tipo resistencia como de tipo reactancia. Ambos presentan dos esquemas distintos (figura 13), según se utilicen con potencias muy altas (conmutador desviador) o con potencias menores (conmutador selector).

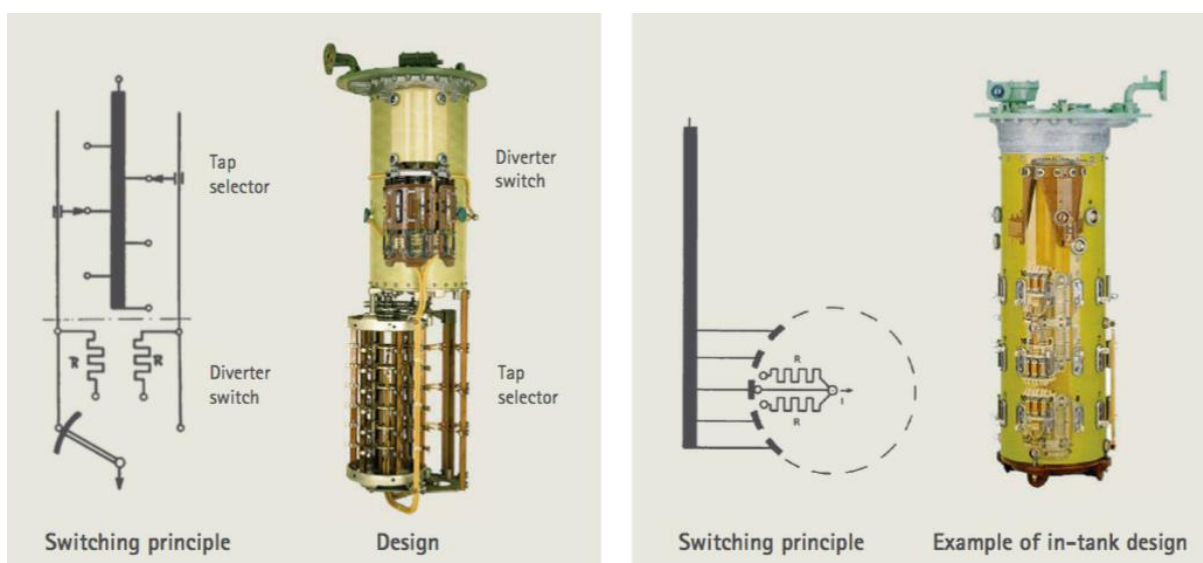


Figura 13. OLTC tipo resistencia; izquierda tipo conmutador desviador; derecha tipo conmutador selector

## OLTCs en vacío

Las expectativas en crear transformadores equipados con OLTCs de un mayor rendimiento general como son unos mayores intervalos de mantenimiento, una reducción en el número de fallos, así como una disminución en los costes de operación, llevó al desarrollo de una nueva tecnología de conmutación basada en interruptores de vacío. Dicha tecnología proporciona una calidad, confiabilidad, economía y vida útil de los OLTCs mayor que los tradicionales basados en aceite, lo que explica que hoy en día sean utilizados en más del 60% de toda la demanda mundial de interruptores de media tensión.

La superioridad de la tecnología de conmutación en vacío en los rangos de baja y media potencia, se basa en las siguientes características técnicas:

- El interruptor de vacío está herméticamente sellado
- El arco producido en vacío es considerablemente inferior que en vacío o en SF<sub>6</sub>
- Eliminación del medio aislante como agente de enfriamiento del arco
- No se produce envejecimiento del medio aislante
- Recuperación dieléctrica muy rápida de hasta 10 kV/μs
- Permiten más de 600000 operaciones de conmutación antes de sustituir los interruptores

En la figura 14 se recogen distintos interruptores de vacío utilizados en diferentes OLTCs de vacío



Figura 14. Interruptores de vacío

De las tecnologías mostradas anteriormente para regular la tensión en la red de distribución, la que permite una mayor flexibilidad es la de transformadores con cambiadores de tomas en carga. Por un lado, los condensadores y compensadores estáticos son elementos que hay que



instalar en la red adicionalmente a los componentes básicos de la misma, como son los transformadores. Por otro lado, los transformadores con cambiadores de tomas en vacío, aunque están por defecto en una red de distribución, tienen que dejar fuera de servicio la carga suministrada para cambiar la toma. La instalación de transformadores con cambiador de tomas en carga en la red de distribución permitiría, gracias a su elevado número de operaciones de conmutación, cambiar la toma para adaptar el nivel de tensión a la carga que hay en cada momento en la red, ya sea por hora, mes, estación o año sin que dicho dispositivo de conmutación sufra daño o el suministro se vea interrumpido. Dicha adaptación al nivel de cargas de la red, permitiría una operación más eficiente al disminuir las pérdidas. En los apartados siguientes se simularán distintos escenarios para comprobar si efectivamente dicha adaptación al nivel de cargas de la red produce una mejora en las pérdidas del sistema.

## 5 Metodología Desarrollada

Para el estudio planteado en este proyecto, se llevarán a cabo distintos repartos de carga óptimos u OPF por sus siglas en inglés, sobre una red de prueba que se detalla en el apartado 6. El objetivo del reparto de cargas óptimo será el de minimizar pérdidas y obtener así la posición óptima de las tomas de los transformadores que componen la red.

En primer lugar, se simulará la red durante 24 horas y para distintos niveles de tensión del secundario del transformador de cabecera para obtener únicamente las tomas óptimas en distintos casos, por lo que solo se ejecutarán los puntos uno (24 horas) y dos del esquema de la figura 15.

En segundo lugar, se simulará la red para un año completo y se llevarán a cabo agrupaciones anuales, estacionales y mensuales de las tomas de los transformadores para determinar la mejor configuración que minimiza pérdidas. En la figura 15 se presenta un esquema general del proceso que habrá que llevar a cabo en cada estudio anual, estacional o mensual.

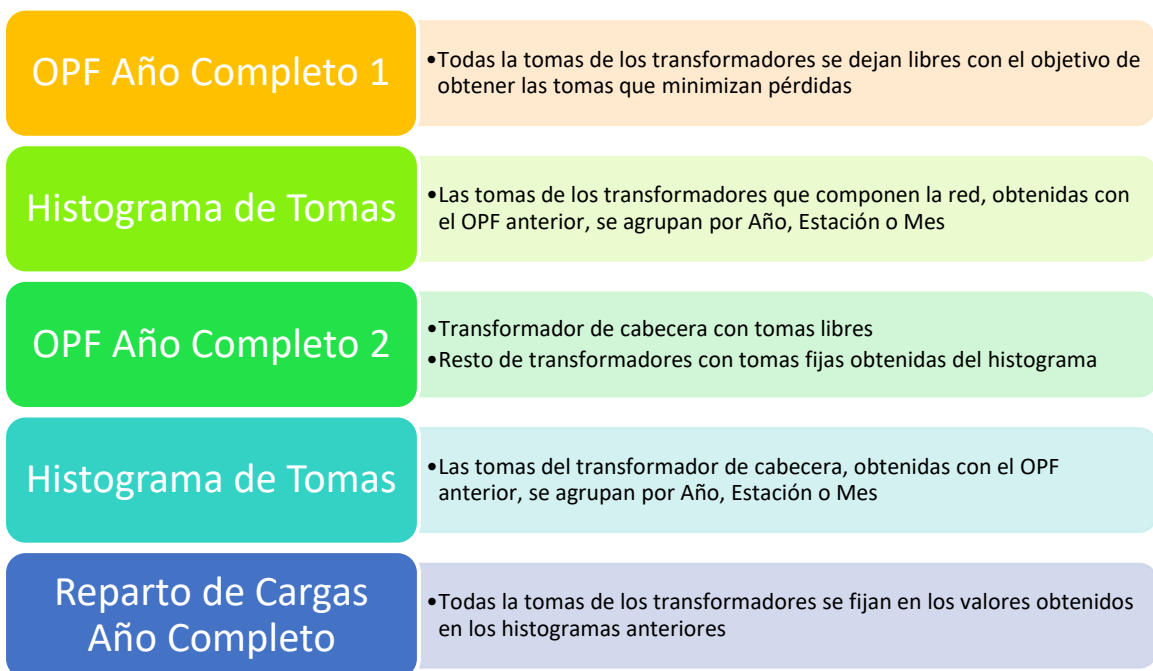


Figura 15. Proceso general seguido en las simulaciones anuales de la red

El primer punto del esquema, consistirá en realizar un reparto de cargas óptimo cuyo objetivo será el de minimizar pérdidas sobre la red para las 8784 horas que componen un año bisiesto y obtener así las tomas óptimas de los transformadores para cada hora.

En el segundo punto, se representará el histograma de las tomas óptimas por hora obtenidas en el punto anterior agrupadas por:

- Año
- Estación
- Mes

Al agrupar y representar los histogramas de las tomas en los tres grupos anteriores, se obtendrán, para cada transformador, el valor de toma que más se repite en cada año, estación y mes.

En el punto tres, se volverá a realizar un reparto de cargas óptimo pero esta vez fijando las tomas de todos los transformadores, excepto el de cabecera, en los valores obtenidos en el segundo punto y que se habían agrupado por año, estación y mes. En este punto se pretenderá obtener la toma óptima del transformador de cabecera otra vez para el año completo.

Al igual que en el punto dos, en el cuarto punto se representarán los histogramas, en este caso únicamente para el transformador de cabecera, agrupando las tomas en año, estación y mes.

Por último, se realizará un reparto de cargas fijando las tomas de los transformadores en los valores más repetidos que se habían obtenidos en los puntos anteriores. Se llevará a cabo un reparto de cargas por cada agrupación de tomas que se había hecho, es decir, por año, estación y mes.

Además, las simulaciones se realizarán para mantener distintos niveles de tensión en el secundario del transformador de cabecera, tanto para el caso de las 24 horas como para el año completo.

A continuación, se detallan distintos aspectos como la forma de llevar a cabo las simulaciones, los ficheros de entrada y salida y la representación de los datos obtenidos.

## 5.1 Ficheros utilizados en las simulaciones

Para la realización de los distintos repartos de cargas óptimos, tanto para el caso de 24 horas como para el anual, se utilizarán archivos de datos de flujos de carga “.raw” de PSS/E. Los archivos “.raw” son archivos de datos sin procesar utilizados por el programa PSS/E. Esto significa que el archivo no ha sido alterado, comprimido o manipulado de alguna manera por el ordenador. Estos archivos contienen todos los datos que definen la red que se va a simular, como los nudos, cargas, transformadores, etc. En la figura 16 se puede ver la estructura tipo del archivo “.raw”.

```

0, 1.0
IEEE 14 BUS SYSTEM
RTS 24 NUDOS, CON DEMANDAS HORARIAS
 1, '0', 220., 3, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
 2, '1', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
 3, '2', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
 4, '3', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
 5, '4', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
 6, '5', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
 7, '6', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
 8, '7', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
 9, '8', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
10, '9', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
11, '10', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
12, '11', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
13, '12', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
14, '13', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
15, '14', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
16, '15', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
17, '16', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
18, '17', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
19, '18', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
20, '19', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
21, '20', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
22, '21', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
23, '22', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
24, '23', 132., 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 1, 0.00, 1
0 / FIN DE NUDOS, COMIENZA CARGAS
 2, '1', 1, 1, 1, 4.20546, 1.02438, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1
 5, '1', 1, 1, 1, 0.33952, 0.05225, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1
 7, '1', 1, 1, 1, 0.43165, 0.02055, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1
 9, '1', 1, 1, 1, 0.72750, 0.03464, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1
11, '1', 1, 1, 1, 0.54805, 0.02610, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1
14, '1', 1, 1, 1, 0.02142, 0.01327, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1
12, '1', 1, 1, 1, 0.58685, 0.02794, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1
20, '1', 1, 1, 1, 0.16065, 0.09956, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1
17, '1', 1, 1, 1, 0.49434, 0.03443, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1
19, '1', 1, 1, 1, 0.32980, 0.01570, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1
23, '1', 1, 1, 1, 0.00952, 0.00590, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1
24, '1', 1, 1, 1, 0.30137, 0.06746, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1
0 / FIN DE CARGAS, COMIENZA GENERADORES
 1, '1', 0.00, 0.00, 9999., -9999., 1, 0.00, 1, 0.00, 1, 0.00, 0.00, 1, 1, 100., 9999., -9999., 1, 1
0 / FIN DE GENERADORES, COMIENZA LINEAS
 1, 2, '1', 0.000040, 0.004800, 0.000000, 0.000000, 0.00, 0.00, 1.02, 0, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 0.00, 1, 1.0
 2, 3, '1', 0.009068, 0.012960, 0.13754, 0.00, 0.00, 0.00, , , 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 0.00, 1, 1.0
 3, 4, '1', 0.000764, 0.001092, 0.01159, 0.00, 0.00, 0.00, , , 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 0.00, 1, 1.0
 4, 7, '1', 0.020000, 0.080000, 0.000000, 0.000000, 0.00, 0.00, 0.00, 1.0000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 0.00, 1, 1.0
 4, 8, '1', 0.000701, 0.001002, 0.01054, 0.00, 0.00, 0.00, , , 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 0.00, 1, 1.0
 8, 9, '1', 0.012471, 0.049971, 0.000000, 0.000000, 0.00, 0.00, 0.00, 1.0000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 0.00, 1, 1.0
 8, 10, '1', 0.001920, 0.002757, 0.02926, 0.00, 0.00, 0.00, , , 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 0.00, 1, 1.0

```

Figura 16. Estructura de un archivo “.raw” utilizado por PSS/E

Además, para las simulaciones anuales se utilizarán ficheros “.csv”, comma separated values por sus siglas en inglés, donde se recogerán el estado de las cargas para cada hora de la red.

Según se esté simulando el caso anual, estacional o mensual, se tendrá un archivo, cuatro o doce distintos de cargas. En el apartado 8 se explicará el proceso llevado a cabo para la obtención de dichos archivos de cargas.

## 5.2 Automatización de las simulaciones

Como se comentó anteriormente, para la simulación y tratamiento de datos se utilizarán PSS/E, Python y MATLAB respectivamente. Para las simulaciones, PSS/E cuenta con una API (Application Program Interface) que externaliza todas las funciones del programa para ser programadas en un lenguaje de programación como es Python. Por otro lado, para el tratamiento de datos se utilizará el programa MATLAB.

### 5.2.1 Simulación de 24 horas

En el caso de la simulación de la red durante 24 horas, se llevarán a cabo repartos de cargas óptimos, modificando la tensión del secundario del transformador de cabecera y la toma del transformador de cabecera. Dichas tensiones y tomas distintas a simular, se recogen en las tablas 1 y 2 que se muestran a continuación.

OPF 24 horas		
Nivel de V	Tensión Nudo Cabecera OPF	Toma del transformador de cabecera
1	0.97	0.95
2		0.975
3		1
4		1.025
5		1.05
6	1	0.95
7		0.975
8		1
9		1.025
10		1.05
11	1.02	0.95
12		0.975
13		1
14		1.025
15		1.05
16	1.05	0.95
17		0.975
18		1
19		1.025
20		1.05

Tabla 1. Valores utilizados de tensiones y tomas para las simulaciones de un día completo

OPF 24 horas		
Nivel de V	Tensión Nudo Cabecera OPF	Toma del transformador de cabecera
21	0.97-1.05	0.95
22		0.975
23		1
24		1.025
25		1.05

Tabla 2. Valores utilizados de tensiones y tomas para las simulaciones de un día completo

En este caso en el que se simulará la red durante 24 horas, al ser el número de escenarios a simular relativamente bajo, 24 distintos, se podrían ejecutar los repartos de carga manualmente, sin embargo, al tener que modificar tanto la tensión del nudo como la toma del transformador de cabecera, los casos a simular ascienden a 24 horas x 5 tensiones x 5 tomas = 600. Por ello se harán las simulaciones mediante un programa en Python que, mediante distintas APIs de PSS/E, automatice el proceso. Se utilizarán 24 archivos “.raw” distintos, con distintos estados de carga ya definidos en cada archivo.

El esquema general del programa será el siguiente:

1. Se lee el archivo “.raw” de la hora que se está simulando
2. Se realiza un OPF con unos valores determinados fijos de tensión del nudo y toma del transformador de cabecera mediante la función OPF\_FIXED\_V
3. Se realiza un OPF con unos valores determinados variables de tensión del nudo de cabecera y unos valores fijos de la toma del transformador de cabecera mediante la función OPF\_CHANGING\_V
4. Se vuelve al punto 1. Hasta que se completen las 24 horas

### La función OPF\_FIXED\_V

La función OPF\_FIXED\_V se encarga de realizar el OPF para valores fijos de tensión en el nudo de cabecera y para valores fijos de tomas del transformador de cabecera. A continuación, se muestran las distintas etapas:

1. Se inicializan los valores del OPF
2. Se fija la tensión de todos los nudos en el rango 0.95 - 1.05 excepto para el de cabecera

3. Se fija la tensión del nudo de cabecera con uno de los valores de las tablas 1 y 2.
  - a. Se fija la toma del transformador de cabecera al primer valor de la tabla 1
  - b. Se realiza el OPF minimizando pérdidas
  - c. Se escriben los datos de salida en un fichero llamado "Tomas\_24.csv"
  - d. Se fija la toma del transformador de cabecera al valor siguiente, ya sea de la tabla 1 o 2, y se vuelve al punto b.
4. Se fija la tensión del nudo de cabecera al valor siguiente y se repite el punto 4.

### La función OPF\_CHANGING\_V

La función OPF\_CHANGING\_V se encarga de realizar el OPF para el rango de valores de 0.97 - 1.05 de tensión en el nudo de cabecera y para valores fijos de tomas del transformador de cabecera. A continuación, se muestran las distintas etapas:

1. Se inicializan los valores del OPF
2. Se fija la tensión de todos los nudos en el rango 0.95 - 1.05
3. Se especifica un rango de valores para la tensión del nudo de cabecera con una tensión mínima de 0.97 y máxima de 1.05.
  - a. Se fija la toma del transformador de cabecera al primer valor de la tabla 1
  - b. Se realiza el OPF minimizando pérdidas
  - c. Se escriben los datos de salida en un fichero llamado "Tomas\_24.csv"
  - d. Se fija la toma del transformador de cabecera al valor siguiente y se vuelve al punto b.

### 5.2.2 Simulación Anual

Las simulaciones anuales se realizarán para mantener tres tensiones distintas en el secundario del transformador de cabecera. Dichas tensiones se recogen en la tabla 3.

Simulación	Tensión Nudo Cabecera
1	1
2	1.02
3	1.05

Tabla 3. Valores de tensión utilizados para las simulaciones de un año completo

En este caso, al ser el número de casos a simular significativamente alto, los casos a simular ascienden a 8784 horas x 3 tensiones = 26352, se opta directamente por programar en Python las simulaciones para automatizar el proceso. Para cada uno de los puntos que se muestran en la figura 15 del proceso general seguido en las simulaciones, existirá un programa en Python. A continuación, se detallan los pasos seguidos por los distintos programas que se utilizarán para llevar a cabo las simulaciones anuales necesarias.

### **OPF Año Completo 1**

El esquema general de las funciones que realiza el programa para llevar a cabo el primer punto de la figura 15, será el siguiente:

1. Se crean los ficheros de salida, uno por cada nivel de tensión a simular
2. Se lee el archivo “.raw” de base
3. Se inicializan los valores del OPF
4. Se configura la potencia de salida en kW
5. Se fija la tensión de todos los nudos en el rango 0.95 - 1.05 excepto para el de cabecera
6. Se fija la tensión del nudo de cabecera en el lado de baja con uno de los valores de la tabla 3.
7. Se configura la obtención de tomas a valores discretos
8. Se utiliza un bucle *while* que realiza las siguientes tareas:
  - a. Copia las cargas de la hora correspondiente en un fichero temporal
  - b. Se cargan las cargas de la hora correspondiente en el fichero “.raw”
  - c. Se ejecuta la función OPF\_FIXED\_V\_#, en la que # representa el nivel de tensión (1, 1.02, 1.05)

### **La función OPF\_FIXED\_V\_#**

La función OPF\_FIXED\_V\_# se encarga de realizar el OPF para valores fijos de tensión en el nudo de cabecera. El símbolo # representa el nivel de tensión a simular. Se tendrán por tanto 3 funciones distintas, una por cada nivel de tensión de la tabla 3. A continuación, se muestran las distintas etapas de la función:

1. Se realiza el OPF minimizando pérdidas
2. Se escriben los datos de salida en un fichero llamado “Tomas\_8784\_#.csv”



## OPF Año Completo 2

Una vez realizada la simulación de un año para distintos valores de tensión en el secundario del transformador del nudo de cabecera, se puede realizar el OPF de un año manteniendo las tomas de todos los transformadores excepto el de cabecera en valores fijos. Dichos valores que se fijarán, serán los obtenidos como tomas que aparezcan con más frecuencia por año, estación y mes, después de representar los histogramas de tomas de los transformadores del punto dos del proceso general seguido en las simulaciones anuales.

El esquema general de las funciones que realiza el programa para llevar a cabo el tercer punto de la figura 15, será el siguiente:

1. Se crean los ficheros de salida, uno por cada nivel de tensión a simular
2. Se lee el archivo “.raw” de base
3. Se inicializan los valores del OPF
4. Se configura la potencia de salida en kW
5. Se fija la tensión de todos los nudos en el rango 0.95 - 1.05 excepto para el de cabecera
6. Se fija la tensión del nudo de cabecera en el lado de baja con uno de los valores de la tabla 3.
7. Se configura la obtención de tomas a valores discretos
8. Se cargan los valores de las tomas de todos los transformadores obtenidos en el punto 2 del proceso general, excepto para el transformador de cabecera.
9. Se utiliza un bucle *while* que realiza las siguientes tareas:
  - a. Copia las cargas de la hora correspondiente en un fichero temporal
  - b. Se cargan las cargas de la hora correspondiente en el fichero “.raw”
  - c. Se ejecuta la función OPF\_FIXED\_VT\_#, en la que # representa el nivel de tensión (1, 1.02, 1.05)

### La función OPF\_FIXED\_VT\_#

La función OPF\_FIXED\_VT\_# se encarga de realizar el OPF para valores fijos de tensión en el nudo de cabecera y valores fijos de tomas en todos los transformadores que no son el de cabecera. El símbolo # representa el nivel de tensión a simular. Se tendrán por tanto 3 funciones distintas, una por cada nivel de tensión de la tabla 3. A continuación, se muestran las distintas etapas de la función:

1. Se fijan las tomas antes cargadas para todos los transformadores excepto el de cabecera
2. Se realiza el OPF minimizando pérdidas
3. Se escriben los datos de salida en un fichero llamado "Tomas\_8784\_#\_fijas.csv"

### **Reparto de Cargas Año Completo**

Una vez se obtengan las tomas que aparezcan con más frecuencia de todos los transformadores en un año, se puede realizar el reparto de cargas de un año manteniendo las tomas de todos los transformadores en valores fijos. Dichos valores que se fijarán, serán los obtenidos como tomas que aparezcan con más frecuencia por año, estación y mes, después de representar los histogramas de tomas de los transformadores del punto cuatro del proceso general seguido en las simulaciones anuales.

El esquema general de las funciones que realiza el programa para llevar a cabo el quinto punto de la figura 15, será el siguiente:

1. Se crean los ficheros de salida, uno por cada nivel de tensión a simular
2. Se lee el archivo ".raw" de base
3. Se configura la potencia de salida en kW
4. Se fija la tensión de todos los nudos en el rango 0.95 - 1.05 excepto para el de cabecera
5. Se fija la tensión del nudo de cabecera en el lado de baja con uno de los valores de la tabla 3.
6. Se configura la obtención de tomas a valores discretos
7. Se cargan los valores de las tomas de todos los transformadores obtenidos en el punto 4 del proceso general.
8. Se utiliza un bucle *while* que realiza las siguientes tareas:
  - a. Copia las cargas de la hora correspondiente en un fichero temporal
  - b. Se cargan las cargas de la hora correspondiente en el fichero ".raw"
  - c. Se ejecuta la función PF\_FIXED\_V\_ALL\_#, en la que # representa el nivel de tensión (1, 1.02, 1.05)

### **La función PF\_FIXED\_V\_ALL\_#**

La función PF\_FIXED\_V\_ALL\_# se encarga de realizar el PF para valores fijos de tensión en el nudo de cabecera y valores fijos de tomas en todos los transformadores de la red. El símbolo # representa el nivel de tensión a simular. Se tendrán por tanto 3 funciones distintas, una por cada nivel de tensión de la tabla 3. A continuación, se muestran las distintas etapas de la función:

1. Se fijan las tomas antes cargadas para todos los transformadores
2. Se lleva a cabo un reparto de cargas
3. Se escriben los datos de salida en un fichero llamado "Tomas\_8784\_#\_Todasfijas.csv"

Excepto para el punto uno del proceso general seguido en las simulaciones anuales (*OPF Año Completo 1*) habrá que repetir los cuatro pasos restantes para el estudio anual, estacional y mensual de las tomas de los transformadores.

## **5.3 Estructura de los ficheros obtenidos en las simulaciones**

Los ficheros de salida que se obtendrán de la realización las distintas simulaciones, ya sea para el caso de 24 horas como el anual, tendrán un formato ".csv" y la información que contendrá será, para cada hora de las simulaciones, las tomas de los transformadores y las pérdidas.

### **5.3.1 Simulación de 24 horas**

Una vez realizadas las 600 simulaciones correspondientes al caso de 24 horas, se guardan los datos de pérdidas y las tomas obtenidas de todos los transformadores en el fichero "Tomas\_24.csv". El esquema del fichero será tal que guardará en las filas los datos obtenidos para cada uno de los 25 niveles de tensión para la hora 1, después para los 25 niveles de tensión de la hora 2 y así hasta la hora 24. Por otro lado, en las columnas se guardarán, tal y como se muestra en la figura 17, los siguientes valores:

- Hora
- Tensión simulada del nudo de cabecera
- Tensión simulada de la toma del transformador de cabecera

- Nudo origen
- Nudo destino
- Posición de la toma del transformador obtenida al realizar el OPF

En la última fila de cada simulación se guardará el valor de las pérdidas en kW.

A continuación se muestra el fichero “Tomas\_24.csv”.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Hora	V_Cabecera_OPF	Trafo_Cabecera_V	FromBus	ToBus	TapPosition	Losses (kVA)		
2									
3	1,0.97,0.95,1,2,0.949999988079								
4	1,0.97,0.95,3,5,0.977246165276								
5	1,0.97,0.95,4,7,0.976907491684								
6	1,0.97,0.95,6,12,0.974844157696								
7	1,0.97,0.95,8,9,0.974221467972								
8	1,0.97,0.95,10,11,0.970804572105								
9	1,0.97,0.95,13,14,0.981793403625								
10	1,0.97,0.95,15,20,0.980207622051								
11	1,0.97,0.95,16,17,0.971703350544								
12	1,0.97,0.95,18,19,0.977790534496								
13	1,0.97,0.95,21,23,1.00332975388								
14	1,0.97,0.95,22,24,1.00004589558								
15	1,0.97,0.95,0.97,0.95,183.161468506								
16									
17	1,0.97,0.975,1,2,0.975000083447								
18	1,0.97,0.975,3,5,0.952707886696								
19	1,0.97,0.975,4,7,0.950000584126								
20	1,0.97,0.975,6,12,0.95000047684								

Figura 17. Formato del fichero “Tomas\_24.csv”

### 5.3.2 Simulación Anual

Una vez realizadas las 26352 simulaciones correspondientes al caso de un año, se guardan los datos de pérdidas y las tomas obtenidas de todos los transformadores en el fichero “Tomas\_8784\_#.csv”. Se tendrán entonces 3 ficheros distintos, cada uno de ellos con los datos obtenidos para cada nivel de tensión simulado. El esquema del fichero será tal que guardará en las filas los datos obtenidos para cada una de las 8784 horas del año. Por otro lado, en las columnas se guardarán, tal y como se muestra en la figura 18, los siguientes valores:

- Hora
- Tensión simulada del nudo de cabecera
- Tensión de inicio de la toma del transformador de cabecera
- Nudo origen

- Nudo destino
- Posición de la toma del transformador obtenida al realizar el OPF

En la última fila de la simulación de cada hora, se guarda el valor de las pérdidas en kW. A continuación, se muestra el fichero “Tomas\_8784\_1.csv” correspondiente a la simulación *OPF Año Completo 1* para un nivel de tensión en el nudo de cabecera de 1.

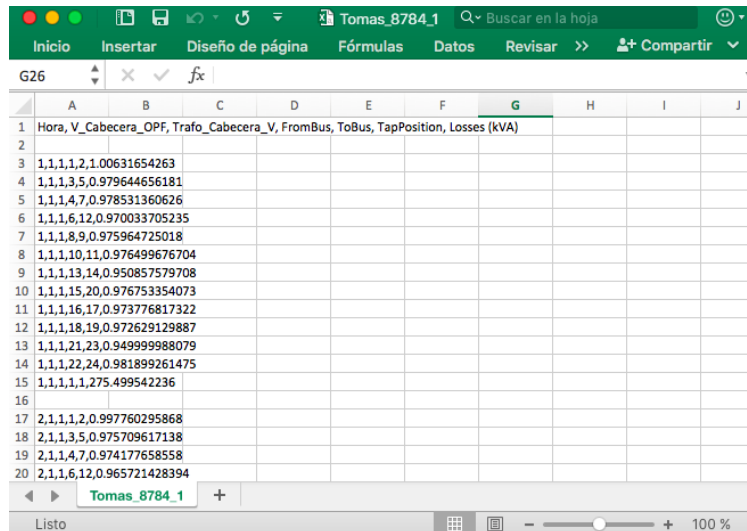


Figura 18. Formato del fichero “Tomas\_8784\_1.csv”

Este fichero, será el obtenido en el punto uno del proceso general seguido en las simulaciones anuales. Para los puntos tres y cinco, se obtendrán ficheros con la misma estructura pero distinto nombre dependiendo de la agrupación anual, estacional o mensual de las tomas. A continuación, en la tabla 4, se recogen dichos nombres.

Simulación	Agrupación		
	Anual	Estacional	Mensual
OPF Año Completo 2	Tomas_8784_#_fijas.csv	Tomas_Estación_#_Fijas.csv	Tomas_Mes_#_Fijas.csv
Reparto de Cargas Año Completo	Tomas_8784_#_Todasfijas.csv	Tomas_Estación_#_FijasTodas.csv	Tomas_Mes_#_FijasTodas.csv

Tabla 4. Nombres de los distintos archivos obtenidos en las simulaciones anuales

## 5.4 Presentación de los resultados obtenidos

Para representar los resultados de tomas y pérdidas que se obtendrán, se utilizarán distintos modos de presentación, distinguiéndose entre:

- Tablas de tomas más frecuentes
- Histogramas de tomas más frecuentes
- Tablas de pérdidas

### Tablas de tomas más frecuentes

Para representar las tomas más frecuentes obtenidas en las distintas simulaciones, se utilizará el código de color de la siguiente tabla 5. Como las tomas se han obtenido en las simulaciones como valores continuos, se ha definido un intervalo para considerar a qué toma discreta pertenece cada valor.

Toma Discreta	Tomas Obtenidas de las Simulaciones	Código de Color Tomas
0.95	0.95-0.9625	
0.975	0.9625-0.9875	
1	0.9875-1.0125	
1.025	1.0125-1.0375	
1.05	1.0375-1.05	

Tabla 5. Código de color para representar la toma que aparece con más frecuencia

### Histogramas de tomas más frecuentes

Para representar en el histograma cada nivel de tensión simulado, se utilizará el código de color de la tabla 6.

Tensión Simulada	Código de Color Histograma
1	
1.02	
1.05	

Tabla 6. Código de color para representar los histogramas

### Tablas de pérdidas

Para representar las pérdidas, se utilizará el código de color de la siguiente tabla 7. En azul se remarcarán los valores más bajos de pérdidas y en rojo los más altos.

Valores de Pérdidas	Código de Color Pérdidas
Valores más bajos	
Valores más altos	

Tabla 7. Código de color para representar las pérdidas

Además, en la tabla 8 se representan los casos, las simulaciones y los datos que se buscan en cada una.

Caso	Nombre Simulación	Datos Buscados
1	1. OPF 24 horas	Tomas
2	2. OPF Año Completo 1	Tomas / Pérdidas
	3. Reparto de Cargas Año Completo. Estudio por Defecto	Pérdidas
3	4. OPF Año Completo 2. Estudio Anual	Tomas
	5. Reparto de Cargas Año Completo. Estudio Anual	Tomas / Pérdidas
4	6. OPF Año Completo 2. Estudio Estacional	Tomas
	7. Reparto de Cargas Año Completo. Estudio Estacional	Tomas / Pérdidas
5	8. OPF Año Completo 2. Estudio Mensual	Tomas
	9. Reparto de Cargas Año Completo. Estudio Mensual	Tomas / Pérdidas

Tabla 8. Simulaciones y datos buscados

## 6 Red Utilizada en las Simulaciones

Se desarrollará el trabajo sobre una red de testeo modificada del IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la RTS-24. De entre las diversas redes que esta organización pone a disposición de estudiantes e investigadores, se elige la red de 24 nudos ya que cuenta con un número tal de subestaciones que permite seleccionar diferentes áreas y modelar situaciones realistas (zonas costeras, de interior e industriales).

La red se adaptó en otros proyectos anteriores a las tensiones más próximas normalizadas en España: 220 y 132kV, por lo que no habrá que realizar ninguna modificación sobre la misma.

La red cuenta con los siguientes elementos:

- 1 generador en el nudo de cabecera
- 12 cargas repartidas entre todos los nudos
- 11 líneas
- 12 transformadores

Se muestra a continuación el esquema unifilar de la red utilizada:

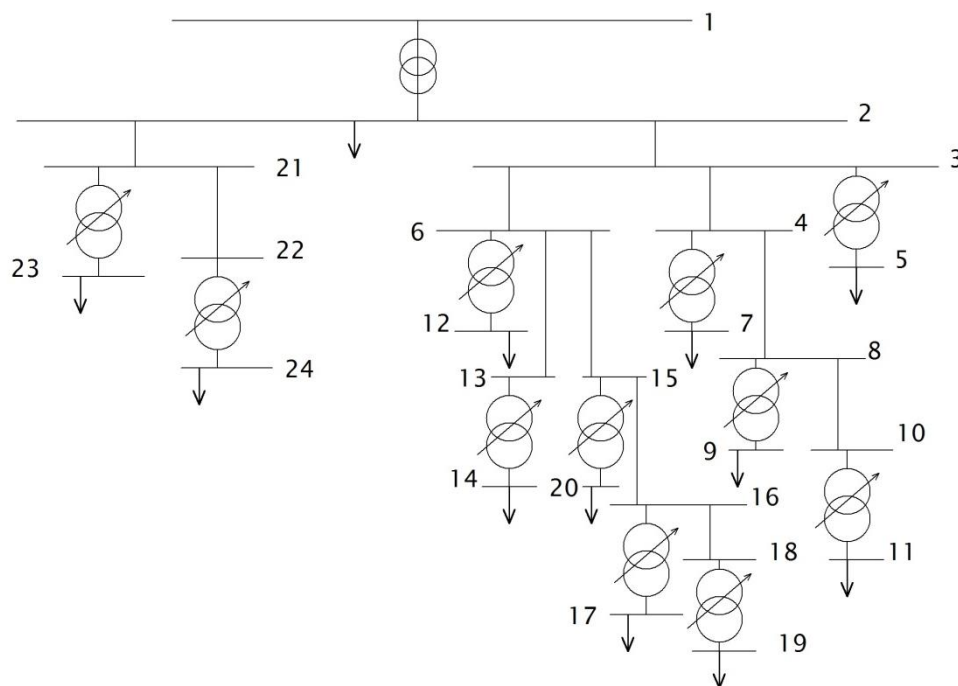


Figura 19. Esquema unifilar de la red de 24 nudos simulada



Excepto por el nudo 1 que tiene una tensión de 220 kV, todos los demás tienen un nivel de tensión de 132 kV.

En la tabla 9 se recogen los transformadores de la red y los nudos de partida y origen.

Transformador	Nudo Origen	Nudo Destino
1	1	2
2	3	5
3	4	7
4	6	12
5	8	9
6	10	11
7	13	14
8	15	20
9	16	17
10	18	19
11	21	23
12	22	24

Tabla 9. Transformadores de la red. Nudos de origen y destino

Los datos de carga utilizados para realizar las simulaciones se han dividido en dos partes: por un lado, para la simulación de un día completo, se han utilizado 24 archivos RAW con distintas cargas; por otro lado, para la simulación de las 8784 horas de un año, se han obtenido cargas de un proyecto anterior, se han adaptado a la red de estudio y se han diferenciado tres zonas:

- Zona industrial
- Zona urbana costera
- Zona urbana de interior

En el apartado 7 se especifica todo el proceso de obtención del fichero con dichas cargas por zonas.

Por otro lado, las simulaciones consistirán en realizar un reparto de cargas óptimo u OPF para distintos valores de carga, tensión en el nudo de cabecera y toma del transformador de cabecera.

Un OPF consiste, como su nombre indica, en un reparto de cargas óptimo, en el que se trata de optimizar una variable sujeto a distintas restricciones. En las simulaciones a realizar en este proyecto, se va a considerar la minimización de potencia activa y se impondrán las siguientes restricciones:

- Para la simulación de 24 horas se fijarán la tensión del nudo de cabecera y la toma del transformador de cabecera a distintos valores.
- Para la simulación de las 8784 horas anuales se fijará la tensión del nudo de cabecera a distintos valores

En los apartados siguientes se realizan las distintas simulaciones.

## 7 Casos de Estudio

En total se van a diferenciar cinco casos distintos (nueve simulaciones), el primero se corresponderá con las simulaciones de 24 horas (una simulación) y los cuatro restantes con los casos anuales (ocho simulaciones).

Para el primer caso, se simulará la red durante 24 horas para los distintos valores de tensión y toma que se recogen en las tablas 1 y 2 del apartado 5.2.1.

Para los cuatro casos restantes, se recoge en la figura 20, un esquema de las simulaciones que habrá que llevar a cabo.



Figura 20. Esquema de las simulaciones a realizar de los casos anuales

Se comenzará haciendo un reparto de cargas óptimo para un año completo con el objetivo de obtener las tomas óptimas y las pérdidas del sistema. A continuación, se representarán los histogramas de tomas de los transformadores y se agruparán por año, estación y mes las tomas para obtener los valores que aparezcan con más frecuencia.

Seguidamente se llevará a cabo el segundo OPF fijando las tomas de todos los transformadores excepto el de cabecera, en los valores obtenidos de los histogramas. Para continuar, se volverán a representar, en este caso para el transformador de cabecera, los histogramas de

tomas, y se agruparán por año, estación y mes dichas tomas para volver a obtener los valores que aparezcan con más frecuencia.

Por último, y una vez obtenidos los valores de tomas de todos los transformadores que aparezcan con más frecuencia, se hará un reparto de cargas con las tomas fijas por año, estación y mes.

En la tabla 10, se recoge un resumen de las simulaciones a realizar y las condiciones impuestas.

Caso	Nombre Simulación	Agrupación de Tomas	Tomas Transformador de Cabecera Fijas	Tomas Resto de Transformadores Fijas	Tensiones Simuladas
1	1. OPF 24 horas	Diaria	SI	NO	5
2	2. OPF Año Completo 1	-	NO	NO	3
	3. Reparto de Cargas Año Completo. Estudio por Defecto	-	SI (1)	SI (1)	3
3	4. OPF Año Completo 2. Estudio Anual	Anual	NO	SI	3
	5. Reparto de Cargas Año Completo. Estudio Anual	Anual	SI	SI	3
4	6. OPF Año Completo 2. Estudio Estacional	Estacional	NO	SI	3
	7. Reparto de Cargas Año Completo. Estudio Estacional	Estacional	SI	SI	3
5	8. OPF Año Completo 2. Estudio Mensual	Mensual	NO	SI	3
	9. Reparto de Cargas Año Completo. Estudio Mensual	Mensual	SI	SI	3

Tabla 10. Casos, simulaciones y características de cada uno

## 8 Obtención del Fichero de Cargas Anuales

En el apartado anterior, en el que se ha simulado la red para 24 horas distintas, los valores de las cargas estaban ya incluidos en cada fichero “.raw”. Sin embargo, para hacer una simulación anual, la mejor forma de proceder es la de partir de un fichero “.raw” de base y un fichero de texto que contenga los datos de carga para cada una de las 8784 horas del año e ir cargando dichos datos en el fichero “.raw” para realizar el OPF, ya que el proceso de crear 8784 ficheros “.raw” distintos a mano sería muy costoso.

En este apartado se describe el procedimiento seguido para la obtención del fichero de cargas que se utilizará para las simulaciones de los apartados sucesivos.

### 8.1 Fichero de partida

Para obtener el fichero de cargas se parte de un fichero de cargas ya creado en un proyecto anterior titulado “Análisis Probabilístico de la Capacidad de Evacuación Eólica en Estado de Contingencia Simple”. Dicho archivo de cargas se creó utilizando curvas de demanda anuales (8784 horas/año eléctrico bisiestro: desde el 1 de abril del año X hasta el 31 de marzo del año X+1) semejantes a las encontradas en subestaciones reales, que se distribuyeron sobre una red ajustada (IEEE118 Test Case) de manera que se simularon las condiciones eléctricas reales encontradas típicamente en una Red de Transporte y Distribución.

De esta manera, las distintas curvas de demanda se asignaron a determinadas zonas o agrupaciones de nudos del caso PSS/E, respetando las congregaciones de carga típicamente encontradas en una Red de Transporte y Distribución Real, es decir, agrupaciones de demandas típicas de zonas costeras, de zonas de interior, de zonas industriales, etc. A continuación, en la figura 21, se muestra el fichero de cargas de partida.

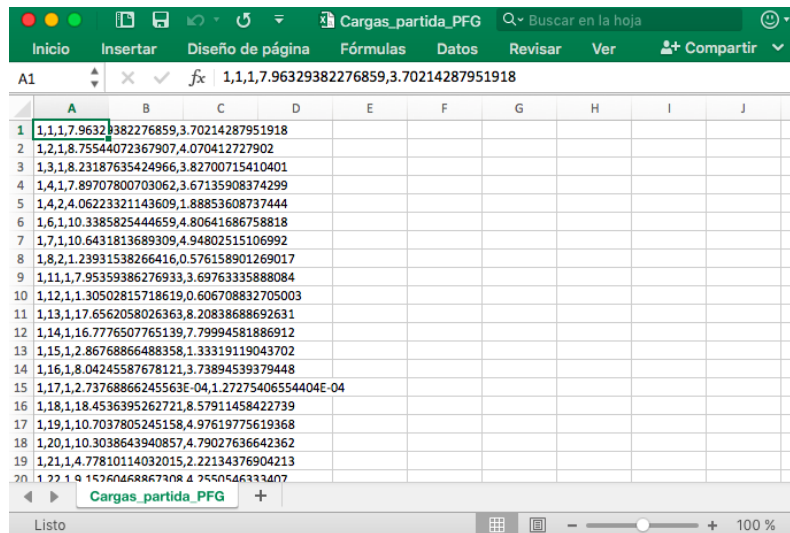


Figura 21. Formato del fichero de cargas de partida

## 8.2 Generación de escenarios de demanda

Partiendo del fichero anterior, se crea el fichero de cargas que se utilizará en el presente proyecto para las simulaciones anuales.

En primer lugar, se clasifican las cargas del fichero de partida según se correspondan con una zona industrial, de interior o costera. A continuación, se clasifican las cargas del caso de estudio en distintas zonas que se muestran en la tabla 11.

Nudo Red 24	Zona	Nudo Red 118
2	Industria	81
5	Costa	2
7	Costa	4
9	Costa	5
11	Costa	6
14	Interior	40
12	Interior	42
20	Interior	43
17	Interior	47
19	Interior	48
23	Industria	82
24	Industria	83

Tabla 11. Clasificación de zonas según el nudo

Una vez que se tiene identificado en el fichero de cargas de partida qué cargas serán las que se utilizarán para el presente proyecto, se crea un programa en Python que extraiga dichos datos del fichero de partida y los copie en un nuevo fichero que se llamará “Cargas estudio red distribución.csv”.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	1,94,1,14.8844536364348,6.91979666606126										
2	1,2,1,8.75544072367907,4.070412727902										
3	1,4,1,7.89707800703062,3.67135908374299										
4	1,13,1,17.6562058026363,8.20838688692631										
5	1,6,1,10.3385825444659,4.80641686758818										
6	1,44,1,15.6791614643587,7.28925709185072										
7	1,46,1,22.8275765052795,10.6125620498978										
8	1,47,1,11.7735434335649,5.47353155105963										
9	1,51,1,11.7783877466326,5.47578367681672										
10	1,52,1,12.7078584384537,5.90789548633062										
11	1,95,1,24.4132831608764,11.349758583729										
12	1,96,1,29.5307609689285,13.7288788886973										
13	2,94,1,12.5874804669797,5.21464938049724										
14	2,2,1,6.6387690243383,2.75026069520779										
15	2,4,1,6.54543149333908,2.71159350525829										
16	2,13,1,15.6844858309318,6.49765412039692										
17	2,6,1,9.04275590731307,3.74616680548244										
18	2,44,1,17.7777343101026,5.29134498873102										

Figura 22. Formato del fichero de cargas después de utilizar Python

En la figura 22 se puede ver el formato de dicho fichero en el que los datos están ordenados desde la hora 1 hasta la 8784 para los distintos nudos y cada columna está compuesta por los siguientes valores:

- Hora
- Nudo
- ID del nudo
- Potencia activa de la carga
- Potencia reactiva de la carga

### 8.3 Ajuste del fichero de cargas

Una vez obtenido el fichero de cargas ordenado para la red de 24 nudos, solo restan dos modificaciones adicionales sobre dicho fichero para obtener el archivo final utilizado en las simulaciones anuales.

En primer lugar, hay que modificar el valor de la columna 2 correspondiente al nudo en el que está la carga ya que en el fichero obtenido se tiene el valor del nudo de la red de 118 nudos. Teniendo en cuenta la equivalencia entre nudos de la tabla 11, se utiliza una función en MATLAB para sustituir dichos valores por los correctos.

En segundo lugar, se modifican los valores de potencia activa y reactiva también con una función en MATLAB, para adaptar dichos valores a los de una red más pequeña.

Con todo ello se obtiene el fichero "Loads\_25.csv" que se observa en la figura 23, en el que se puede ver como ahora la columna 2 se corresponde con valores de la red de 24 nudos y los valores de potencia activa y reactiva son menores.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	1,2,1,7.4422,1.7991								
2	1,5,1,0.26266,0.081408								
3	1,7,1,0.23691,0.11014								
4	1,9,1,0.52969,0.24625								
5	1,11,1,0.31016,0.14419								
6	1,14,1,0.47037,0.21868								
7	1,12,1,0.68483,0.31838								
8	1,20,1,0.35321,0.16421								
9	1,17,1,0.35335,0.16427								
10	1,19,1,0.38124,0.17724								
11	1,23,1,0.7324,0.34049								
12	1,24,1,0.88592,0.41187								
13	2,2,1,6.2937,1.3558								
14	2,5,1,0.19916,0.055005								
15	2,7,1,0.19636,0.081348								
16	2,9,1,0.47053,0.19493								

Figura 23. Formato del fichero de cargas "Loads\_25" utilizado en las simulaciones anuales

Se tiene entonces el fichero de cargas final con todas las modificaciones necesarias. Éste será el fichero que se utilizará en los subsiguientes apartados para llevar a cabo las simulaciones anuales.



## 9 Simulación del Caso 1

En este primer caso, se trata de simular la red durante 24 horas y para 25 tensiones y tomas distintas para obtener las tomas que aparecen con más frecuencia.

Se utilizarán 24 archivos “.raw” distintos, cada uno de ellos con unas cargas distintas.

Una vez realizadas las simulaciones que se detallan en el apartado 5.2.1, se analizan los resultados obtenidos. La dinámica seguida es la de representar el histograma de los 25 niveles de tensión, por cada transformador, y ver cuál es la toma que aparece con más frecuencia. Dicha toma más frecuente, se representa en las tablas 12 y 13 con un código de color que representa una toma determinada dependiendo del color utilizado de acuerdo a la tabla 5. del apartado 5.4.

En las tablas 12 y 13, se puede ver como el color predominante se corresponde con la toma de 0.975, es decir, según las distintas simulaciones de OPF llevadas a cabo para distintos valores de tensión y toma del transformador de cabecera, éste es el valor que más se repite en los histogramas.

En la última fila de la tabla 13 se representa la toma más probable de acuerdo a el valor que más se ha repetido para cada uno de los 25 niveles de tensión simulados. Entonces, se puede ver como para los transformadores del 1 al 10 sería conveniente configurar la toma a 0.975 y para los transformadores 11 y 12 una toma de 1.

Se puede observar que los niveles 11, 16 y 17 simulados se corresponden con los casos donde se obtiene una toma más alta después de llevar a cabo el OPF, concretamente tomas de valor mayor a 1. Dichos niveles, coinciden con los casos en los que hay que mantener un alto nivel de tensión en el nudo de cabecera (1.02, 1.05) y además la toma del transformador de cabecera se encuentra a unos niveles muy bajos (0.95, 0.975), con lo que el resto de transformadores tienen que elevar su toma.

Nivel de Tensión	Transformador											
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12
1	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	1
2	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	1

Tabla 12. Valores de tomas más repetidos para los niveles 1 y 2

Nivel de Tensión	Transformador											
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12
3	1	0.975	0.95	0.95	0.975	0.95	0.975	0.95	0.975	0.95	1	0.975
4	1.025	0.975	0.95	0.95	0.95	0.975	0.975	0.95	0.975	0.975	1	0.975
5	1.05	0.975	0.975	0.95	0.95	0.975	0.975	0.95	0.975	0.975	1	0.975
6	0.95	0.975	1	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	1	1
7	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	1
8	1	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	1
9	1.025	0.975	0.95	0.95	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	0.975
10	1.05	0.975	0.95	0.95	0.95	0.975	0.975	0.95	0.95	0.975	1	0.975
11	0.95	1.025	1.025	1	1	1.025	1	0.975	0.975	1	1.025	1.05
12	0.975	0.975	1	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	1	1
13	1	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	1
14	1.025	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	0.975
15	1.05	0.975	0.95	0.95	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	0.975
16	0.95	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.05	1.05
17	0.975	1.025	1.025	1.025	1.05	1.025	0.975	1.025	1.025	1.025	1.025	1.05
18	1	0.975	1	1	1	0.975	0.975	0.975	0.975	1	1	1
19	1.025	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	1
20	1.05	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	1
21	0.95	1	1	1	1	1	1	1	0.975	1	1.025	1
22	0.975	1	1	1	1	0.975	1	1	0.975	1	1.025	1
23	1	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	1
24	1.025	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	1
25	1.05	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	1
<b>Toma más probable</b>		0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	1

Tabla 13. Valores de tomas más repetidos para los niveles 3 a 25

La simulación de la red para un día entero sirve como punto de partida para la obtención de las tomas óptimas. Sin embargo, los valores de utilidad serían aquellos obtenidos durante la simulación de un año. Por ello, se plantean en los siguientes apartados, la obtención de las tomas óptimas de cada transformador para distintas condiciones.

## 10 Simulaciones del Caso 2

En este segundo caso se llevarán a cabo dos simulaciones. La primera consistirá en realizar un OPF anual manteniendo ciertos valores de tensión definidos en la tabla 3 del apartado 5.2.2 en el secundario del transformador de cabecera y obtener así las tomas que más se repiten con más frecuencia por año, estación y mes para los transformadores que componen la red. Los valores obtenidos en esta simulación, serán los datos de partida utilizados en las posteriores simulaciones 3, 5 y 7.

La segunda simulación consistirá en un reparto de cargas con las tomas de los transformadores fijas en valores supuestos por defecto de valor 1 para obtener las pérdidas y poder así comparar posteriormente con los valores de pérdidas obtenidos fijando las tomas a los valores más frecuentes.

En la tabla 14 se muestran las condiciones de las simulaciones de este caso. Ambas se harán para tres niveles distintos de tensión.

Caso	Nombre Simulación	Agrupación de Tomas	Tomas Transformador de Cabecera Fijas	Tomas Resto de Transformadores Fijas	Tensiones Simuladas
2	2. OPF Año Completo 1	-	NO	NO	3
	3. Reparto de Cargas Año Completo. Estudio por Defecto	-	SI (1)	SI (1)	3

Tabla 14. Simulaciones y características del Caso 2

## 11 Simulaciones del Caso 3

Para el estudio del Caso 3, que engloba dos simulaciones distintas como se puede ver en la tabla 15, se parte de los datos de tomas más frecuentes obtenidas en el Caso 2.

Caso	Nombre Simulación	Agrupación de Tomas	Tomas Transformador de Cabecera Fijas	Tomas Resto de Transformadores Fijas	Tensiones Simuladas
3	3. OPF Año Completo 2. Estudio Anual	Anual	NO	SI	3
	4. Reparto de Cargas Año Completo. Estudio Anual	Anual	SI	SI	3

Tabla 15. Simulaciones y características del Caso 3

### 11.1 OPF Año Completo 2. Estudio Anual

Para comenzar el estudio anual, se representan, con el programa MATLAB, los histogramas con las tomas óptimas obtenidas de cada transformador para los tres niveles de tensión simulados. Dicha agrupación será por año, es decir, para el transformador 7 se escogerá el valor de toma que aparece con más frecuencia durante el año y ese valor será el que se fijará como toma del transformador 7 en la simulación *OPF Año Completo 2*. A continuación se representan los histogramas con el código de color especificado en la tabla 6 del apartado 5.4.

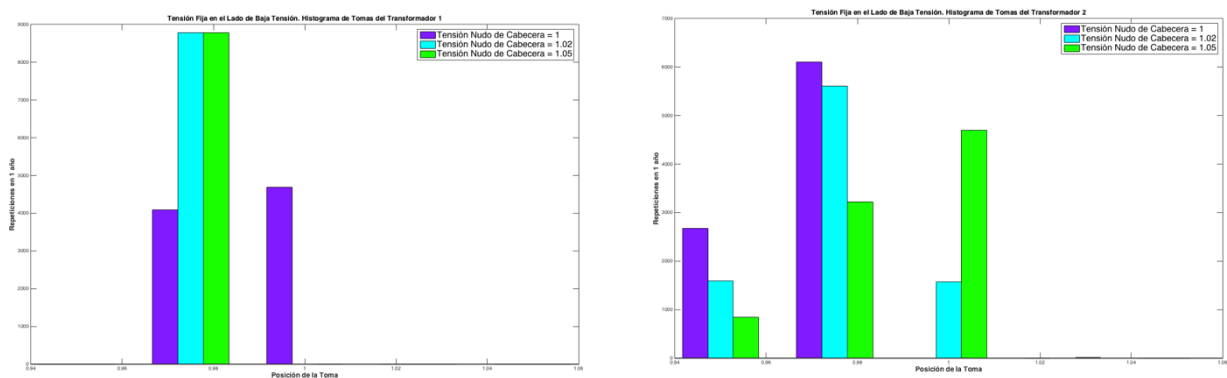


Figura 24. De izquierda a derecha, Tomas más frecuentes de los transformadores 1 y 2

## Planificación de la Posición Óptima de la Toma en Centros de Distribución

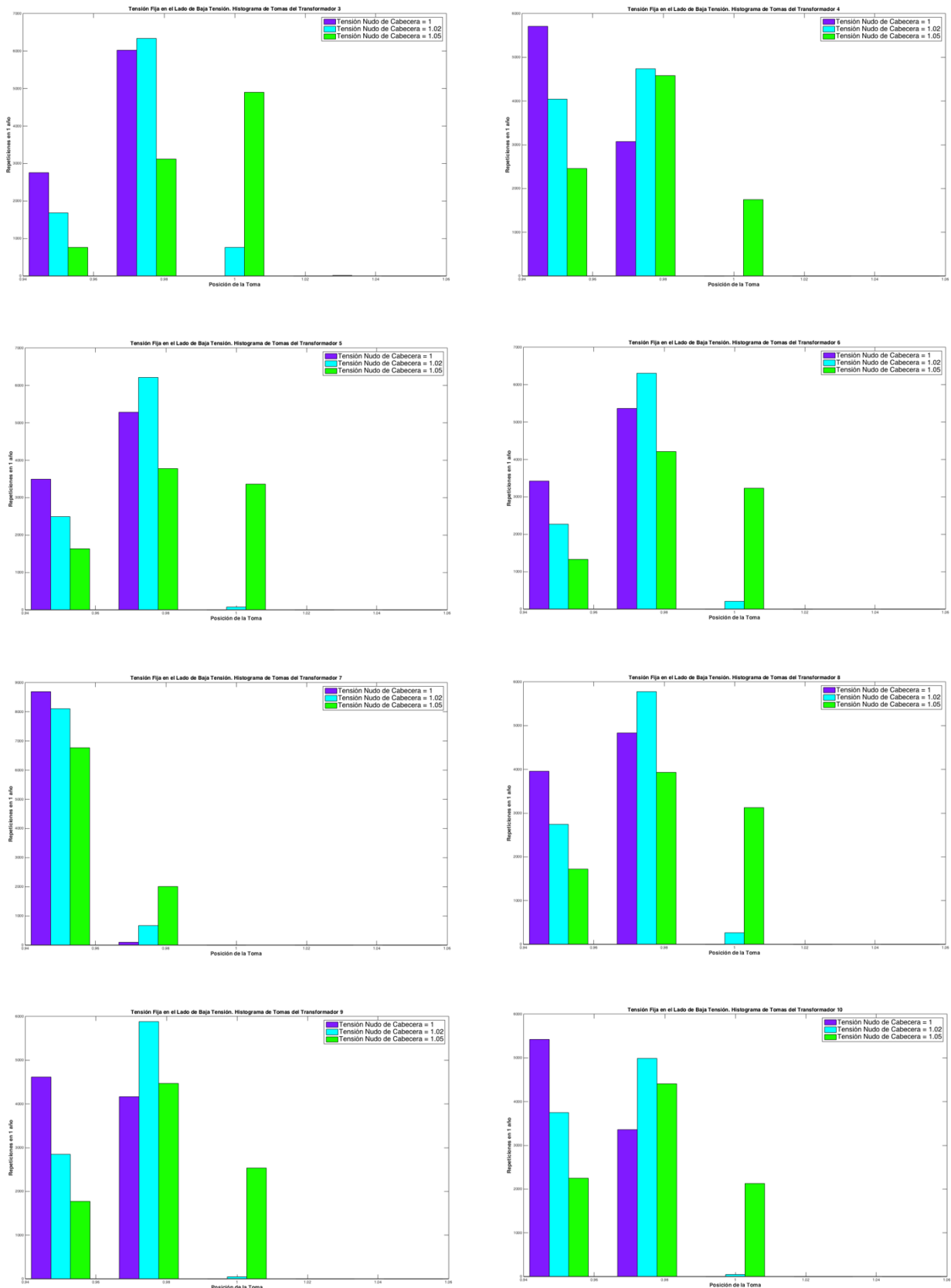


Figura 25. De izquierda a derecha y de arriba abajo, Tomas más repetidas de los transformadores 3, 4, 5, 6, 7, 8,

9 y 10

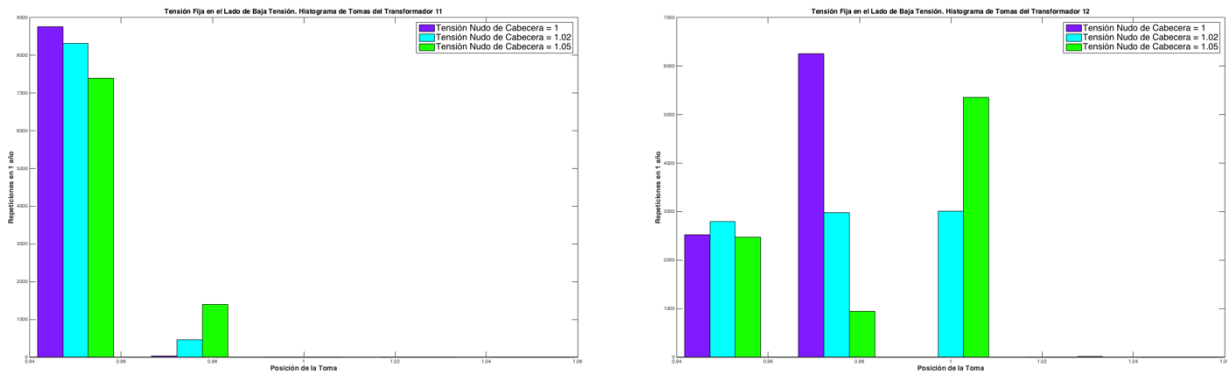


Figura 26. De izquierda a derecha, Tomas más repetidas de los transformadores 11 y 12

De los histogramas anteriores se obtienen los valores de las tomas más repetidos que se recogen en la tabla 16.

Transformador	Toma para V=1	Toma para V=1.02	Toma para V=1.05
1	1	0.975	0.975
2	0.975	0.975	1
3	0.975	0.975	1
4	0.95	0.975	0.975
5	0.975	0.975	0.975
6	0.975	0.975	0.975
7	0.95	0.95	0.95
8	0.975	0.975	0.975
9	0.95	0.975	0.975
10	0.95	0.975	0.975
11	0.95	0.95	0.95
12	0.975	1	1

Tabla 16 Valores de tomas más repetidos del Caso 3

Con estos valores, se pueden fijar las tomas de todos los transformadores excepto el de cabecera que se deja libre y se realiza el OPF del año completo para tres niveles distintos de tensión para obtener los ficheros "Tomas\_8784\_#\_fijas.csv".

## 11.2 Reparto de Cargas Año Completo. Estudio Anual

Una vez obtenidos los ficheros “Tomas\_8784\_#\_fijas.csv”, se vuelve a utilizar el programa MATLAB para analizar las tomas del transformador de cabecera que aparecen con más frecuencia. Para ello se crean los histogramas con las tomas obtenidas para los tres niveles de tensión simulados. Para representar en el histograma cada nivel de tensión simulado, se vuelve a utilizar el código de color de la tabla 6.

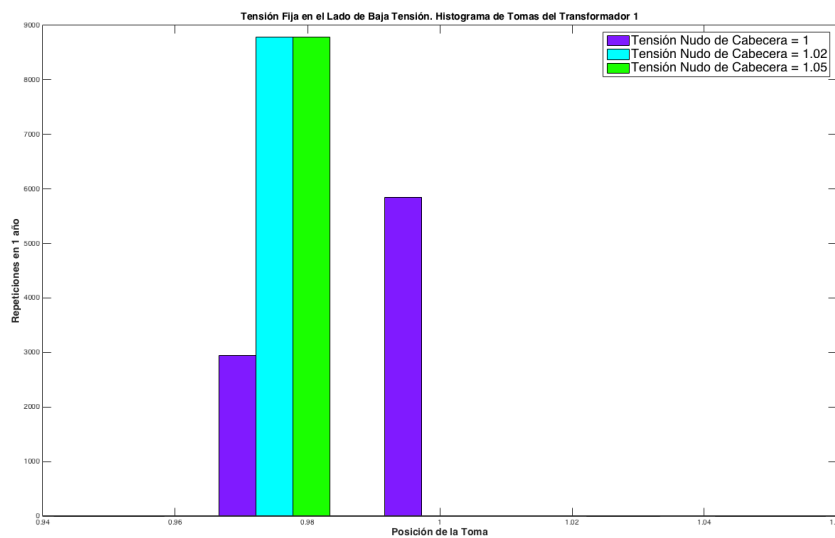


Figura 27. Tomas más repetidas del transformador de cabecera en un año

Del histograma de la figura 27, se obtienen los valores de las tomas que aparecen con más frecuencia durante el año para el transformador de cabecera, que se recogen en la siguiente tabla 17. Como se puede observar, se obtienen los mismos valores que se habían obtenido en el apartado 11.1.

Transformador	Toma para V=1	Toma para V=1.02	Toma para V=1.05
1	1	0.975	0.975

Tabla 17. Valores de tomas más repetidos para el transformador de cabecera

Estos valores, junto a los de la tabla 16, serán los que se fijarán como tomas de los transformadores durante el año para realizar el reparto de cargas anual y obtener las pérdidas. Se obtiene así el archivo “Tomas\_8784\_#\_Todasfijas.csv”.

### 11.3 Análisis del Caso 3

En primer lugar, se han representado en un gráfico el porcentaje de pérdidas anuales respecto al consumo total de energía que hay en cada hora. Dicho porcentaje se ha representado para las pérdidas obtenidas con las tomas más frecuentes anuales (representado en azul), para las tomas estándar en 1 (representado en rojo) y para las pérdidas obtenidas en la simulación 3 del Caso 2, es decir, las pérdidas obtenidas calculando un OPF y manteniendo las tomas libres. En la figura 28 se compara el porcentaje de pérdidas para el caso en el que hay que mantener una tensión en el lado de baja del transformador de cabecera de 1. En ella se puede ver como las pérdidas se mantienen en general entre el 1% y el 3,5%. Con las consideradas tomas óptimas, se observa que las pérdidas son ligeramente superiores a las pérdidas obtenidas con las tomas estándar. Además, las pérdidas obtenidas del OPF se mantienen por debajo de las demás pérdidas como cabría esperar.

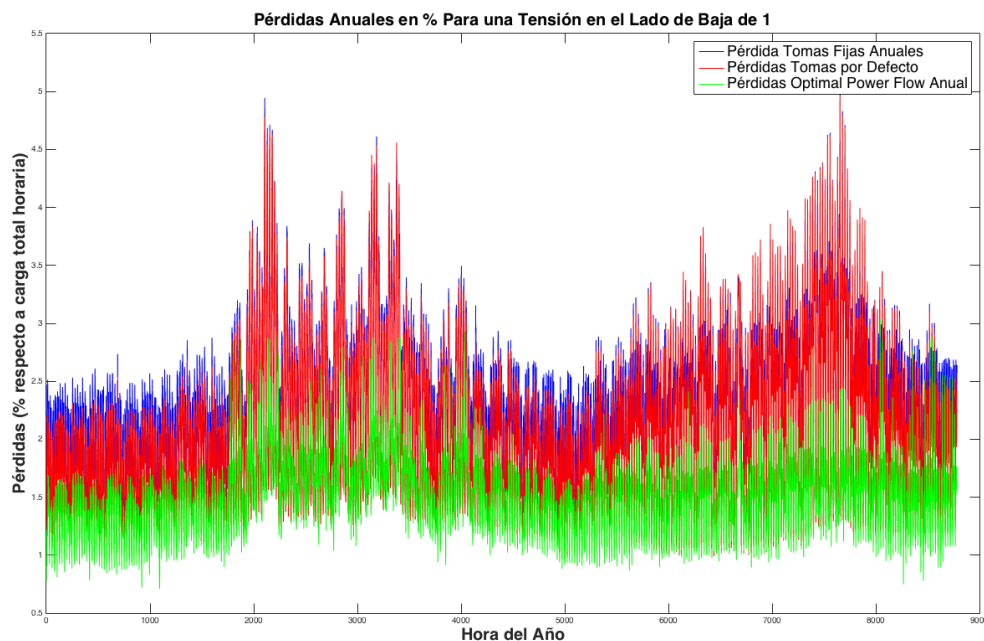


Figura 28. Porcentaje de Pérdidas Anuales para Tensión 1 Caso 3

Por otro lado, en las figuras 29 y 30, se comparan el porcentaje de pérdidas para el caso en el que hay que mantener una tensión en el lado de baja del transformador de cabecera de 1.02 y 1.05 respectivamente. En estos casos si se puede apreciar visiblemente que los valores de



pérdidas dibujados en azul, que representan las pérdidas con las tomas más repetidas anualmente, son menores que los obtenidos con las tomas estándar.

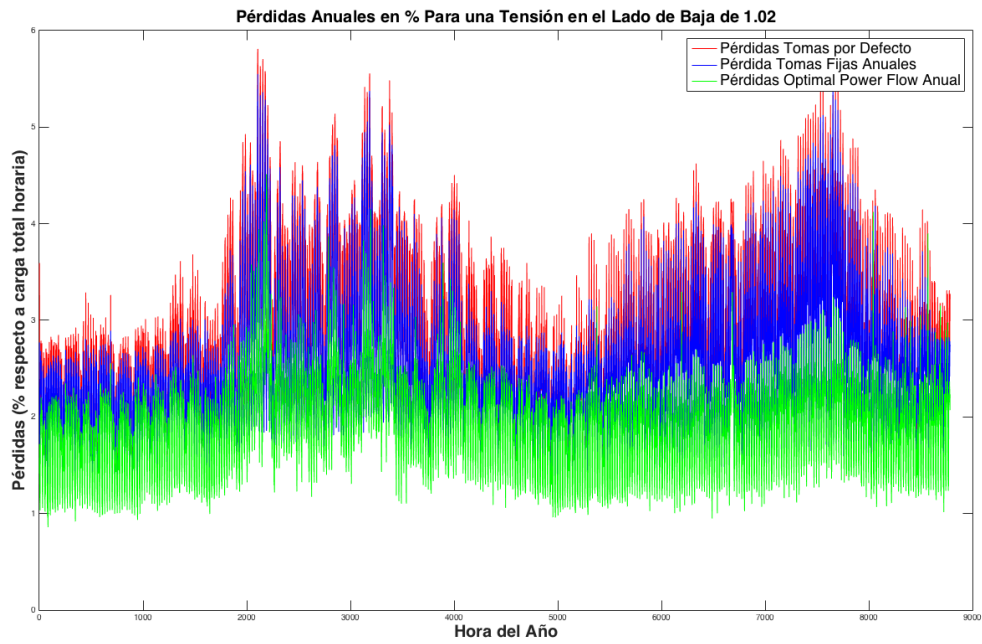


Figura 29. Porcentaje de Pérdidas Anuales para Tensión 1.02 Caso 3

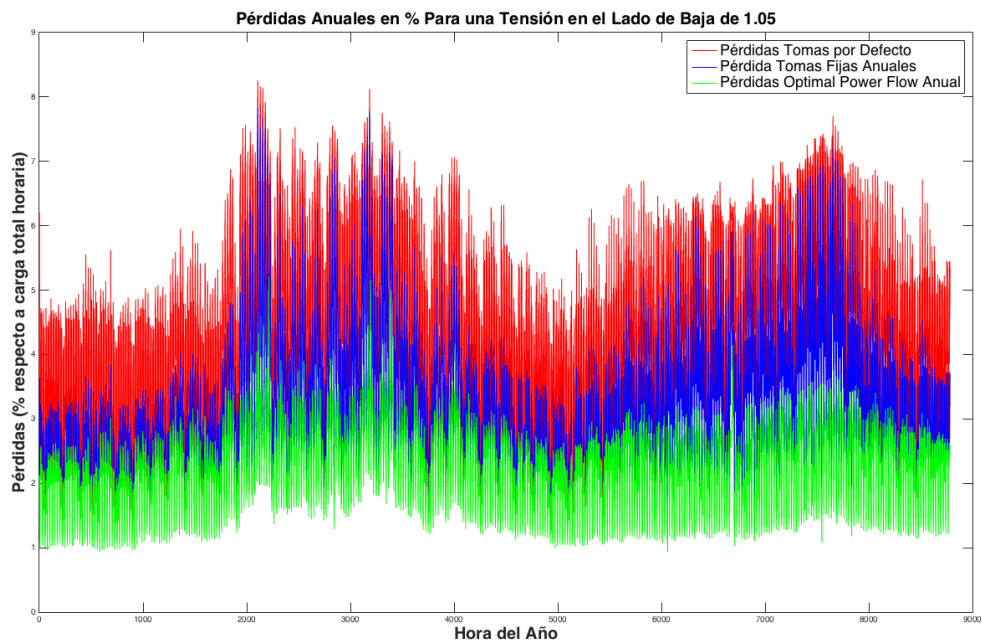


Figura 30. Porcentaje de Pérdidas Anuales para Tensión 1.05 Caso 3

Incluso en la figura 30, que representa la simulación para mantener una tensión en el lado de baja del transformador de cabecera de 1.05, se puede apreciar que los valores en azul (tomas más repetidas anualmente) se mantienen por debajo de las pérdidas obtenidas con las tomas estándar.

En la tabla 18 se recogen los valores de pérdida media horaria obtenidos en las simulaciones. Se han calculado sumando simplemente las pérdidas de todas las horas del año y dividiendo por el número de horas del año (8784).

En la parte izquierda se recogen las pérdidas medias horarias con las tomas óptimas anuales y a la derecha, las mismas pero con las tomas estándar. Además, en cada fila se representan los distintos valores obtenidos cambiando la tensión a mantener en el nudo de cabecera. Se han marcado en azul las pérdidas menores y en rojo los valores de pérdidas que son mayores. Se observa entonces que, tal y como se apreciaba en la figura 28, las pérdidas obtenidas con las tomas óptimas manteniendo un nivel de tensión en 1 son mayores que las pérdidas cuando se mantienen las tomas en valores estándar sin realizar ningún estudio previo de tomas. Sin embargo, al mantener una tensión de 1.02 y 1.05, sí que se aprecia una mejoría en las pérdidas al utilizar las tomas óptimas en los transformadores.

Pérdida Media Horaria Tomas Óptimas Anuales		Pérdida Media Horaria Tomas Estándar		Mejora Tomas Óptimas Respecto a Tomas Estándar
Nivel de Tensión	Pérdidas (kW)	Nivel de Tensión	Pérdidas (kW)	
V = 1	322.84	V = 1	295.13	-27.71
V = 1.02	346.89	V = 1.02	384.82	37.93
V = 1.05	424.08	V = 1.05	598.36	174.28

Tabla 18. Comparativa de Pérdidas. Tomas Anuales

## 12 Simulaciones del Caso 4

Una vez estudiado el caso de las tomas que aparecen con más frecuencia durante un año, parece razonable hacer el mismo estudio, pero agrupando las tomas que aparecen con más frecuencia por cada estación del año. Se parte de los datos de tomas más frecuentes obtenidas en el caso 2. Este caso engloba dos simulaciones como se puede ver en la tabla 19.

Caso	Nombre Simulación	Agrupación de Tomas	Tomas Transformador de Cabecera Fijas	Tomas Resto de Transformadores Fijas	Tensiones Simuladas
4	6. OPF Año Completo 2. Estudio Estacional	Estacional	NO	SI	3
	7. Reparto de Cargas Año Completo. Estudio Estacional	Estacional	SI	SI	3

Tabla 19. Simulaciones y características del Caso 4

### 12.1 Asignación de las horas anuales a cada estación

Para poder hacer el análisis estacional, primero hay que determinar qué horas de la simulación pertenece a cada estación, a saber, primavera, verano, otoño e invierno.

Se tiene que los datos de carga utilizados para realizar las simulaciones se corresponden con las 8784 horas de un año eléctrico, es decir, la hora 1 se corresponde con el 1 de abril del año X y la hora 8784 con el 31 de marzo del año X+1. Ello plantea que habrá que elegir las horas adecuadas que entran dentro de cada estación.

Las fechas de inicio consideradas para cada estación se recogen en las tablas 20 y 21. Además, en la última columna se recoge el intervalo de horas del archivo de cargas al que pertenece cada estación.

Estación	Fecha de Inicio	Intervalo de Horas
Primavera	21 de marzo	8480 – 8784; 1 – 1927
Verano	21 de junio	1928 – 4183

Tabla 20. Fechas de inicio de primavera y verano

Estación	Fecha de Inicio	Intervalo de Horas
Otoño	23 de septiembre	4184 – 6319
Invierno	21 de diciembre	6320 – 8479

Tabla 21. Fechas de inicio de otoño e invierno

## 12.2 OPF Año Completo 2. Estudio Estacional

Teniendo las tomas obtenidas en el Caso 2 simulación 2 y teniendo en cuenta el intervalo de horas que se corresponde con cada estación del año, se pueden obtener los histogramas estacionales para los 3 niveles distintos de tensión y obtener así las tomas más frecuentes para todos los transformadores excepto para el de cabecera. A continuación, en la tabla 22, se recogen dichas tomas más frecuentes para cada nivel de tensión y estación. Se ha optado por representar las tomas directamente en la tabla porque el número de histogramas, 48, era bastante elevado.

Así se tendrá por ejemplo que para el transformador 7, independientemente de la tensión del nudo de cabecera, su toma óptima será 0.95.

Transformador	V = 1				V = 1.02				V = 1.05			
	P	V	O	I	P	V	O	I	P	V	O	I
1	1	0.975	1	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
2	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	0.975	1	0.975
3	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	0.975	1	0.975
4	0.975	0.95	0.95	0.95	0.975	0.95	0.975	0.95	0.975	0.975	0.975	0.95
5	0.975	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	0.975	1	0.975
6	0.975	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	1	0.975	1	0.975
7	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
8	0.975	0.95	0.975	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975	1	0.975	1	0.975
9	0.975	0.95	0.975	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
10	0.975	0.95	0.95	0.95	0.975	0.95	0.975	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975
11	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.975	0.95	0.975	0.95
12	0.975	0.975	0.975	0.975	0.95	0.975	0.95	0.975	1	1	1	1

Tabla 22. Valores de tomas más repetidos para V=1, V=1.02 y V=1.05 Caso 4

Con estos valores, se pueden fijar las tomas de todos los transformadores por estación excepto el de cabecera que se deja libre y se realiza el OPF del año completo para tres niveles distintos de tensión para obtener los ficheros “Tomas\_Estación\_#\_Fijas.csv”.

### 12.3 Reparto de Cargas Año Completo. Estudio Estacional

Una vez obtenidos los ficheros “Tomas\_Estación\_#\_Fijas.csv”, se vuelve a utilizar el programa MATLAB para analizar las tomas del transformador de cabecera que aparecen con más frecuencia. Para ello se crean los histogramas con las tomas del transformador de cabecera obtenidas por estación para los tres niveles de tensión simulados.

Se recogen en la tabla 23 los valores más repetidos de tomas obtenidos para el transformador de cabecera. Se puede apreciar que, excepto la toma en invierno para  $V = 1$ , los demás valores se mantienen constantes respecto a los de la tabla 22 que se han obtenido en el apartado 12.2.

Transformador	V = 1				V = 1.02				V = 1.05			
	P	V	O	I	P	V	O	I	P	V	O	I
1	1	0.975	1	1*	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975

Tabla 23. Valores de tomas estacionales más repetidas del transformador de cabecera para  $V=1$ ,  $V=1.02$  y  $V=1.05$

Estos valores, junto a los de la tabla 22, serán los que se fijarán como tomas de los transformadores por cada estación para realizar el reparto de cargas anual y obtener las pérdidas. Se obtiene así el archivo “Tomas\_Estación\_#\_FijasTodas.csv”.

### 12.4 Análisis del Caso 4

En primer lugar, se han representado en un gráfico el porcentaje de pérdidas anuales, dividido en estaciones, respecto al consumo total de energía que hay en cada hora. Dicho porcentaje se ha representado para las pérdidas obtenidas con las tomas más frecuentes estacionales (representado en azul), para las tomas estándar en 1 (representado en rojo) y para las pérdidas obtenidas en la simulación 3 del Caso 2, es decir, las pérdidas obtenidas calculando un OPF y manteniendo las tomas libres.

En la figura 31 se compara el porcentaje de pérdidas para el caso en el que hay que mantener una tensión en el lado de baja del transformador de cabecera de 1. En ella se puede ver como las pérdidas se mantienen en general entre el 1% y el 4%. Con las consideradas tomas óptimas, se observa que las pérdidas son ligeramente superiores a las pérdidas obtenidas con las tomas estándar. Además, las pérdidas obtenidas del OPF se vuelven a mantener por debajo de las demás pérdidas.

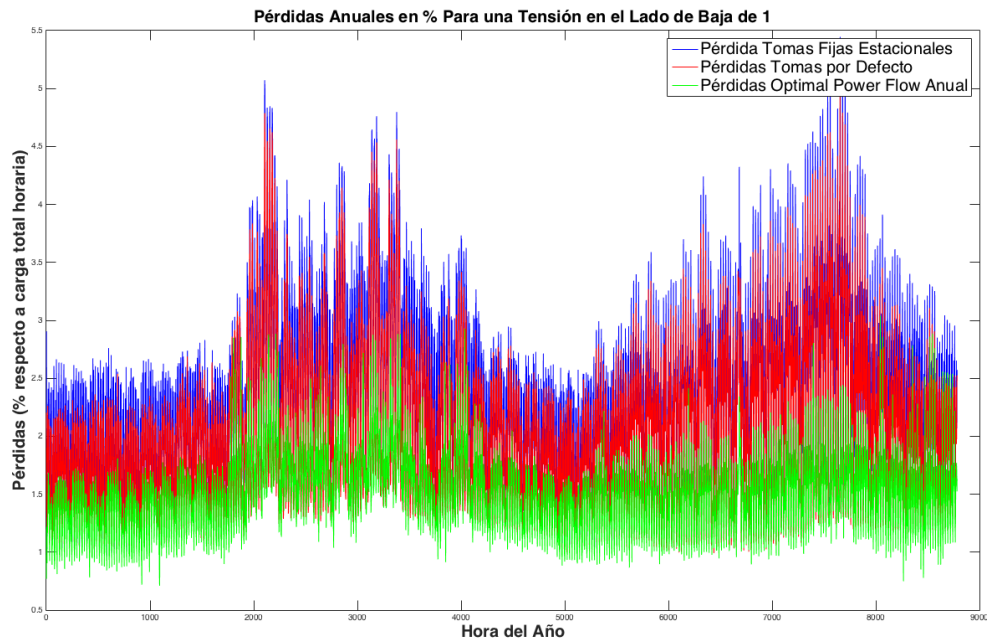


Figura 31. Porcentaje de Pérdidas Anuales para Tensión 1 Caso 4

En las figuras 32 y 33, se comparan el porcentaje de pérdidas para el caso en el que hay que mantener una tensión en el lado de baja del transformador de cabecera de 1.02 y 1.05 respectivamente. En estos casos, al igual que ocurría con las tomas óptimas anuales, si se puede apreciar visiblemente que los valores de pérdidas dibujados en azul, que representan las pérdidas con las tomas óptimas, son menores que los obtenidos con las tomas estándar.

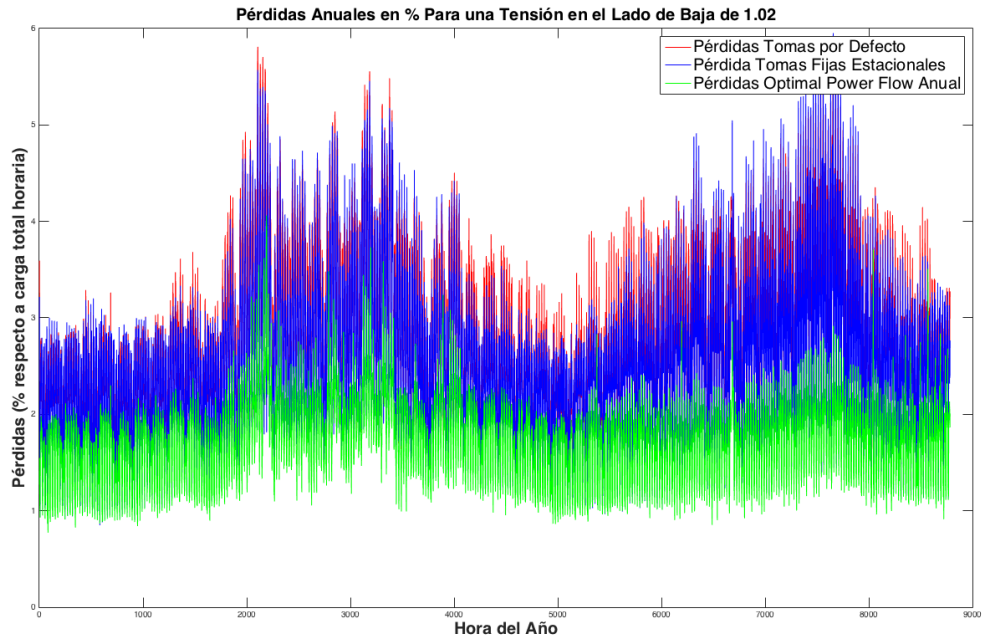


Figura 32. Porcentaje de Pérdidas Anuales para Tensión 1.02 Caso 4

En la figura 33, que representa la simulación para mantener una tensión en el lado de baja del transformador de cabecera de 1.05, se puede apreciar que los valores en azul (tomas óptimas) se mantienen en la parte inferior de la gráfica, quedando en la mayoría de los casos por debajo de las pérdidas obtenidas con las tomas estándar.

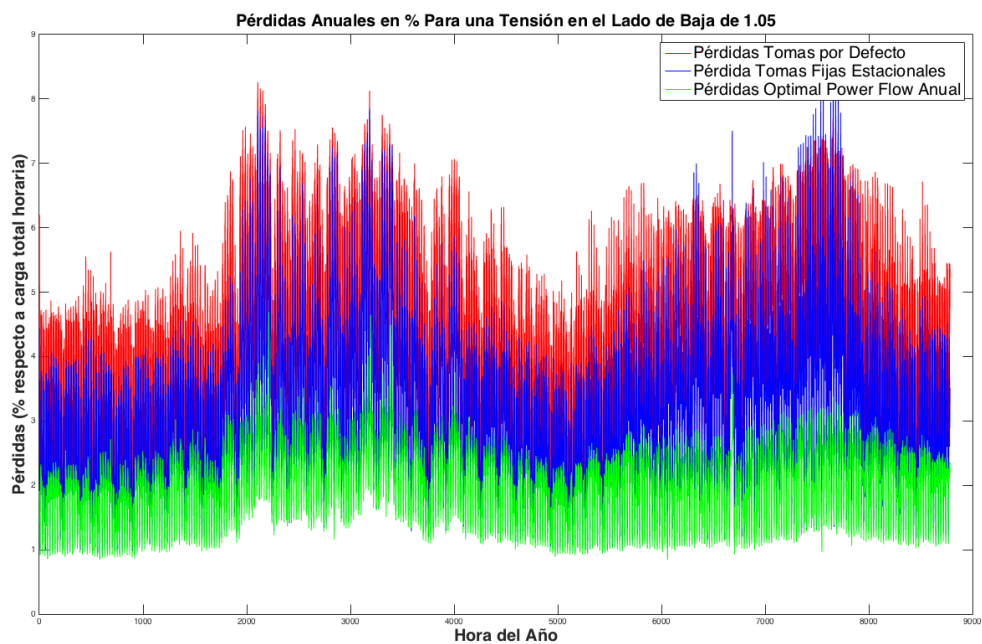


Figura 33. Porcentaje de Pérdidas Anuales para Tensión 1.05 Caso 4

En la tabla 24 se recogen los valores de pérdida media horaria obtenidos en las simulaciones.

Pérdida Media Horaria Tomas Óptimas Estacionales		Pérdida Media Horaria Tomas Estándar		Mejora Tomas Óptimas Respecto a Tomas Estándar
Nivel de Tensión	Pérdidas (kW)	Nivel de Tensión	Pérdidas (kW)	
V = 1	324.54	V = 1	295.13	-29.41
V = 1.02	350.6	V = 1.02	384.82	34.22
V = 1.05	433.51	V = 1.05	598.36	164.85

Tabla 24. Comparativa de Pérdidas. Tomas por Estación

Se puede observar que las pérdidas medias horarias para las tomas estándar para V=1, son menores que las pérdidas para las tomas estacionales consideradas óptimas. Sin embargo, para los otros dos niveles de tensión, las pérdidas con los valores estacionales óptimos sí que son menores respecto a las pérdidas con las tomas por defecto. Resulta curioso sin embargo que las pérdidas obtenidas con las tomas estacionales sean ligeramente superiores a las obtenidas fijando las tomas a los valores óptimos, pero para un año completo, es decir, sin haber cambiado las tomas en cada estación (Caso 3).



## 13 Simulaciones del Caso 5

En el Caso 4 se planteaba la obtención de tomas más frecuentes por cada estación, sin embargo, y tal y como arrojan los resultados del apartado 12.4, no parece haber una mejoría en las pérdidas obtenidas. Se plantea entonces calcular dichas tomas más frecuentes para que vayan cambiando mensualmente y analizar si las pérdidas son menores.

Se vuelve a partir de los datos de tomas más frecuentes obtenidas en el Caso 2. El Caso 5 engloba dos simulaciones como se puede ver en la tabla 25.

Caso	Nombre Simulación	Agrupación de Tomas	Tomas Transformador de Cabecera Fijas	Tomas Resto de Transformadores Fijas	Tensiones Simuladas
5	8. OPF Año Completo 2. Estudio Mensual	Mensual	NO	SI	3
	9. Reparto de Cargas Año Completo. Estudio Mensual	Mensual	SI	SI	3

Tabla 25. Simulaciones y características del Caso 5

### 13.1 Asignación de las horas anuales a cada mes

Para poder hacer el análisis mensual, primero hay que determinar qué horas de la simulación pertenece a cada mes.

Se tiene que los datos de carga utilizados para realizar las simulaciones se corresponden con las 8784 horas de un año eléctrico, es decir, la hora 1 se corresponde con el 1 de abril del año X y la hora 8784 con el 31 de marzo del año X+1. Ello plantea que habrá que elegir las horas adecuadas que entran dentro de cada mes.

Las fechas de inicio consideradas para cada mes se recogen en la tabla 26. Además, en la última columna se recoge el intervalo de horas del archivo de cargas al que pertenece cada mes.

Mes	Horas por Mes	Intervalo de Horas
Enero	744	6601 – 7344
Febrero	696	7345 – 8040
Marzo	744	8041 – 8784
Abril	720	1 – 720
Mayo	744	721 – 1464
Junio	720	1465 – 2184
Julio	744	2185 – 2928
Agosto	744	2929 – 3672
Septiembre	720	3673 – 4392
Octubre	744	4393 – 5136
Noviembre	720	5137 – 5856
Diciembre	744	5857 – 6600

Tabla 26. Intervalo de inicio de cada mes

### 13.2 OPF Año Completo 2. Estudio Mensual

Teniendo las tomas obtenidas en el Caso 2 simulación 2 y teniendo en cuenta el intervalo de horas que se corresponde con cada mes del año, se pueden obtener los histogramas mensuales para los 3 niveles distintos de tensión y obtener así las tomas óptimas para todos los transformadores excepto para el de cabecera. A continuación, en las tablas 27, 28 y 29, se recogen dichas tomas óptimas para cada nivel de tensión y mes.

Como el número de tomas a obtener es de 12 transformadores x 12 meses x 3 niveles de tensión, es decir, 432 tomas distintas, se optará por representar dichos datos en tres tablas distintas, una por cada nivel de tensión y colorear sobre las mismas las celdas dependiendo de la toma más repetida de acuerdo a la tabla 5 del apartado 5.4.

Transformador	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	0.97	0.975	1	1	1	0.975	0.975	0.975	0.975	1	1	0.975
2	0.97	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
3	0.97	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
4	0.95	0.95	0.95	0.975	0.975	0.95	0.95	0.95	0.95	0.975	0.95	0.95
5	0.97	0.975	0.975	0.975	0.975	0.95	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
6	0.97	0.975	0.975	0.975	0.975	0.95	0.95	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975
7	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
8	0.95	0.95	0.95	0.975	0.975	0.95	0.95	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975
9	0.95	0.95	0.95	0.975	0.975	0.95	0.95	0.95	0.95	0.975	0.975	0.95
10	0.95	0.95	0.95	0.975	0.975	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
11	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
12	0.97	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975

Tabla 27. Valores de tomas más repetidos para V=1 Caso 5

V = 1.02												
Transformador	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
2	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
3	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
4	0.95	0.95	0.95	0.975	0.975	0.95	0.95	0.95	0.975	0.975	0.975	0.95
5	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
6	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
7	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
8	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.95	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
9	0.95	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
10	0.95	0.95	0.975	0.975	0.975	0.95	0.95	0.95	0.975	0.975	0.975	0.95
11	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
12	0.975	0.975	1	0.95	0.95	1	0.975	0.975	0.95	0.95	1	0.95

Tabla 28. Valores de tomas más repetidos para V=1.02 Caso 5

V = 1.05												
Transformador	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
2	0.975	0.975	1	1	1	1	0.975	0.975	1	1	1	0.975
3	0.975	0.975	1	1	1	1	0.975	0.975	1	1	1	0.975
4	0.95	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
5	0.975	0.975	0.975	1	1	1	0.975	0.975	0.975	1	1	0.975
6	0.975	0.975	0.975	1	1	0.975	0.975	0.975	0.975	1	1	0.975
7	0.95	0.95	0.95	0.975	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.975	0.95
8	0.975	0.975	0.975	1	1	0.975 <sup>3</sup>	0.975	0.975	0.975	1	1	0.975
9	0.975	0.975	0.975	1	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
10	0.975	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975	0.95	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
11	0.95	0.95	0.95	0.95	0.975	0.95	0.95	0.95	0.95	0.975	0.975	0.95
12	1	1	1	1	1	1	1	0.975	1	1	1	1

Tabla 29. Valores de tomas más repetidos para V=1.05 Caso 5

Se puede observar en las tablas 27, 28 y 29 como los transformadores 7 y 11 mantienen la misma toma (0.95) para prácticamente todos los meses del año y los distintos niveles de tensión. Esto coincide con las tomas estacionales del apartado 12.2, en la tabla 22, donde se aprecia igualmente que las tomas son las mismas para los transformadores 7 y 11 en prácticamente todas las estaciones. Además, los transformadores 5 y 6 mantienen siempre las mismas tomas entre ellos salvo por dos casos: uno para el nivel de tensión 1 en agosto y el otro para el nivel de tensión 1.05 en junio.

Con estos valores, se pueden fijar las tomas de todos los transformadores por estación excepto el de cabecera que se deja libre y se realiza el OPF del año completo para tres niveles distintos de tensión para obtener los ficheros "Tomas\_Mes\_#\_Fijas.csv".

### 13.3 Reparto de Cargas Año Completo. Estudio Mensual

Una vez obtenidos los ficheros "Tomas\_Mes\_#\_Fijas.csv", se vuelve a utilizar el programa MATLAB para analizar las tomas del transformador de cabecera que aparecen con más

<sup>3</sup> Aunque se ha escogido la toma 0.975, había las mismas probabilidades de obtener la toma 0.95

frecuencia. Para ello se crean los histogramas con las tomas obtenidas para el transformador de cabecera por mes para los tres niveles de tensión simulados.

Se recogen en las tablas 30, 31 y 32 los valores más repetidos de tomas obtenidos para el transformador de cabecera. Se puede apreciar que las únicas tomas que cambian son las marcadas con un asterisco, es decir, para enero, febrero, junio, septiembre y diciembre del nivel de tensión 1. Los demás valores de las tomas de cabecera se mantienen constantes respecto a los de las tablas 27, 28 y 29.

V = 1												
Transformador	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	1*	1*	1	1	1	1*	0.975	0.975	1*	1	1	1*

Tabla 30. Valores de tomas mensuales más repetidas del transformador de cabecera para V=1

V = 1.02												
Transformador	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975

Tabla 31. Valores de tomas mensuales más repetidas del transformador de cabecera para V=1.02

V = 1.05												
Transformador	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975

Tabla 32. Valores de tomas mensuales más repetidas del transformador de cabecera para V=1.05

### 13.4 Análisis del Caso 5

En primer lugar, se han representado en un gráfico el porcentaje de pérdidas anuales, dividido en meses, respecto al consumo total de energía que hay en cada hora. Dicho porcentaje se ha representado para las pérdidas obtenidas con las tomas más frecuentes mensuales (representado en azul), para las tomas estándar en 1 (representado en rojo) y para las pérdidas obtenidas en la simulación 3 del Caso 2, es decir, las pérdidas obtenidas calculando un OPF y manteniendo las tomas libres.

En la figura 34 se compara el porcentaje de pérdidas para el caso en el que hay que mantener una tensión en el lado de baja del transformador de cabecera de 1. Al igual que ocurría con los casos de tomas anuales y estacionales, se observa como las pérdidas con las tomas óptimas mensuales no llegan a mejorar respecto al caso de las tomas estándar. Además, las pérdidas obtenidas del OPF se mantienen por debajo de las demás pérdidas.

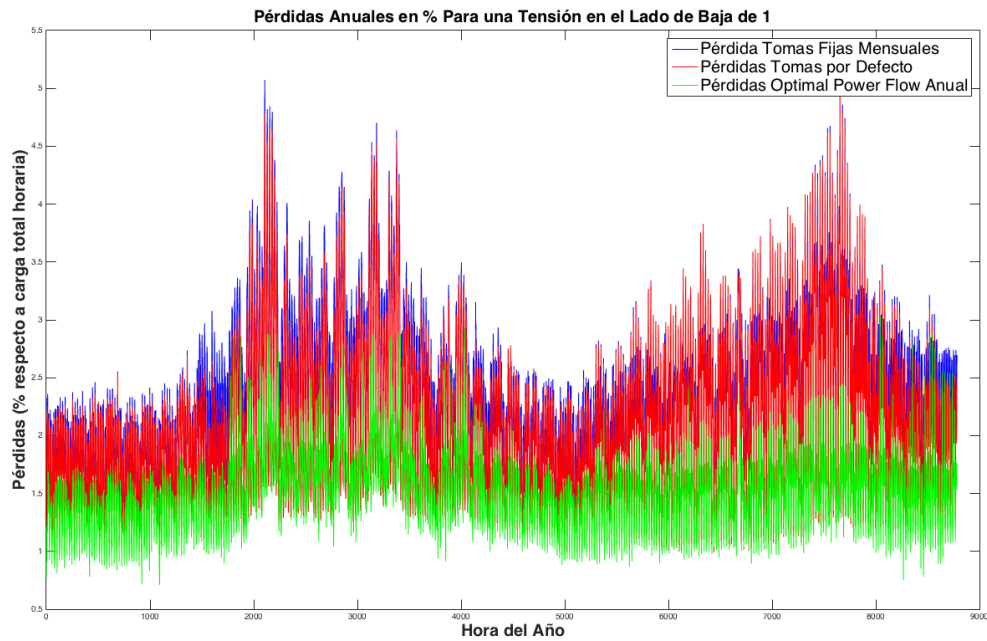


Figura 34. Porcentaje de Pérdidas Anuales para Tensión 1 Caso 5

En las figuras 35 y 36, se comparan el porcentaje de pérdidas para el caso en el que hay que mantener una tensión en el lado de baja del transformador de cabecera de 1.02 y 1.05 respectivamente. En estos casos sí que mejoran las pérdidas respecto al caso estándar.

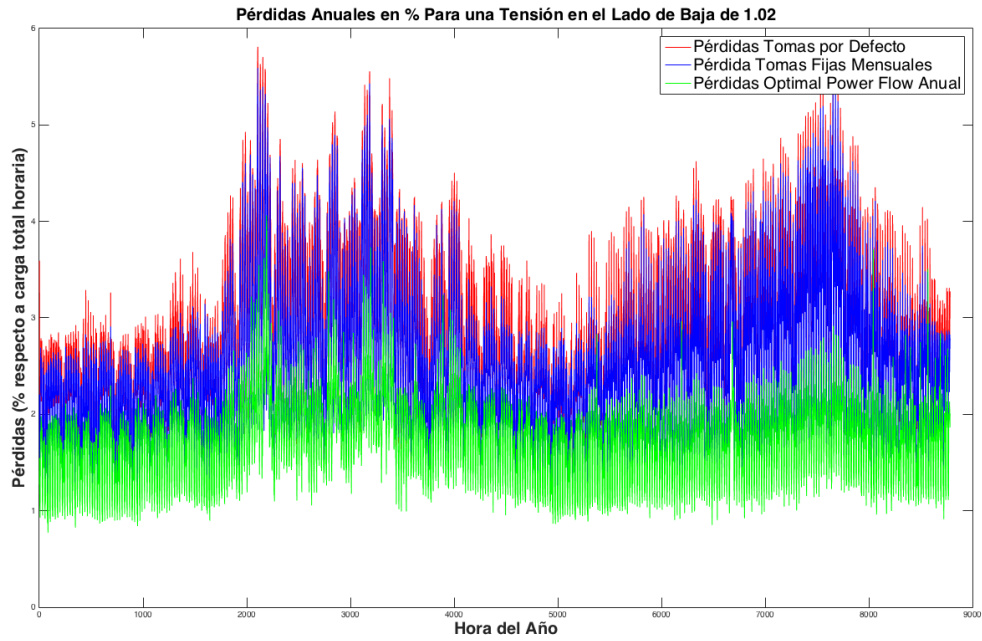


Figura 35. Porcentaje de Pérdidas Anuales para Tensión 1.02 Caso 5

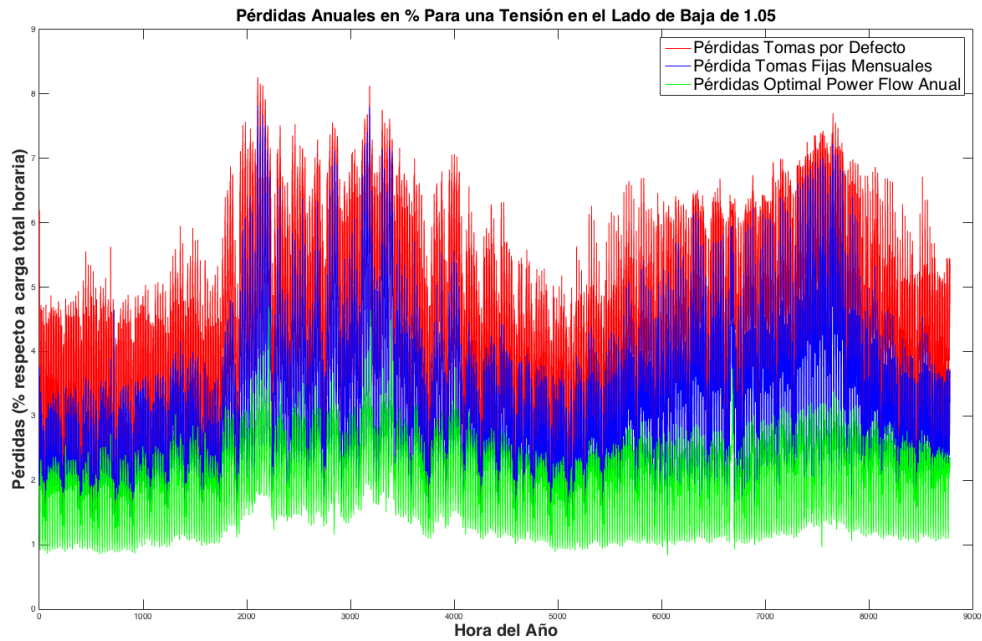


Figura 36. Porcentaje de Pérdidas Anuales para Tensión 1.05 Caso 5

En la tabla 33 se recogen los valores de pérdida media horaria obtenidos en las simulaciones.

Pérdida Media Horaria Tomas Óptimas Mensuales		Pérdida Media Horaria Tomas Estándar		Mejora Tomas Óptimas Respecto a Tomas Estándar
Nivel de Tensión	Pérdidas (kW)	Nivel de Tensión	Pérdidas (kW)	
V = 1	325.07	V = 1	295.13	-29.94
V = 1.02	351.96	V = 1.02	384.82	32.86
V = 1.05	432.4	V = 1.05	598.36	165.96

Tabla 33. Comparativa de Pérdidas. Tomas por Mes

Se puede observar que las pérdidas medias horarias para las tomas estándar para  $V=1$ , son menores que las pérdidas para las tomas mensuales consideradas óptimas. Sin embargo, para los otros dos niveles de tensión, las pérdidas con los valores de tomas óptimos mensuales sí que son menores respecto a las pérdidas con las tomas por defecto al igual que ocurría con las tomas anuales y estacionales óptimas.



## 14 Comparativa de Pérdidas entre los Distintos Casos

Disponiendo de todos los datos de las simulaciones anuales, estacionales y mensuales realizadas, se pueden comparar las pérdidas obtenidas entre sí, con el caso estándar y con el caso del reparto de cargas óptimo con todas las tomas libres (simulación 2).

En las figuras 37, 38 y 39 se representan las pérdidas medias diarias para los Casos 2 (verde simulación 2 y rojo simulación 3), 3 (magenta), 4 (cian) y 5 (azul).

Para el caso de mantener una tensión en el nudo de cabecera de 1, configurar las tomas en valores óptimos agrupados por año, estación o mes, no tiene un efecto beneficioso en las pérdidas. Sin embargo, como se puede ver en las figuras 38 y 39, correspondientes a mantener un nivel de tensión de 1.02 y 1.05 respectivamente, en estos casos sí que hay una mejora en las pérdidas de la red.

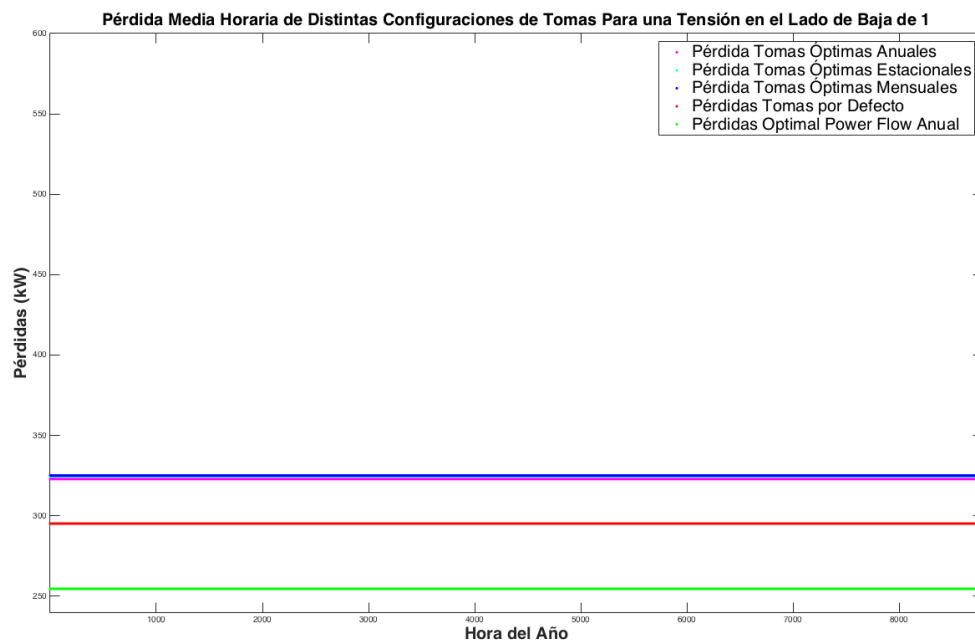


Figura 37. Comparativa de pérdidas obtenidas en los Casos 2, 3, 4 y 5 para tensión 1

En general se comprueba que las pérdidas correspondientes a agrupar las tomas anualmente son menores que agrupándolas por estación o por mes. A su vez, agrupando las tomas por

estación permite obtener menos pérdidas que agrupándolas por mes para los casos de mantener un nivel de tensión de 1 y 1.02

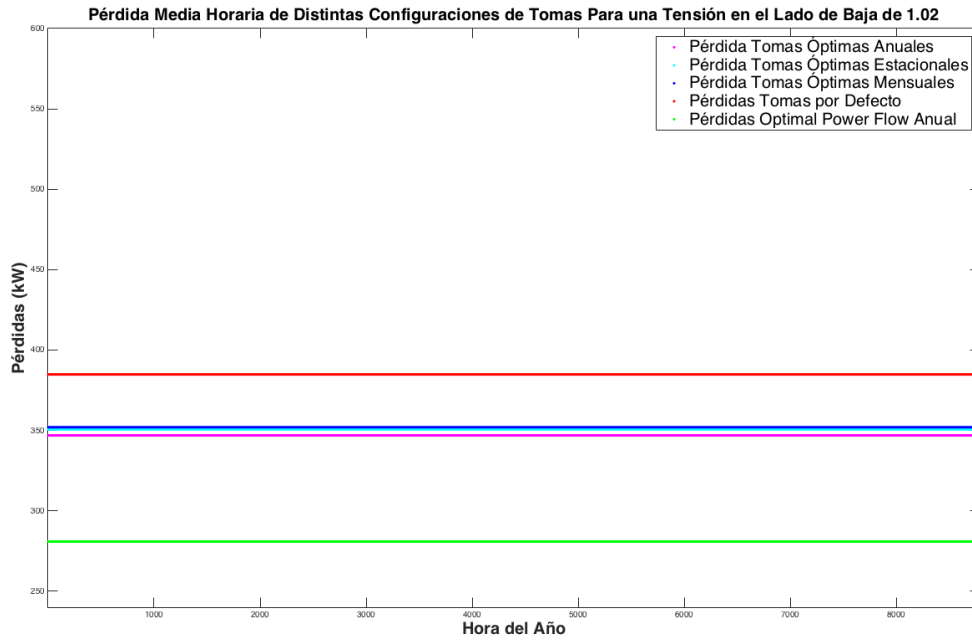


Figura 38. Comparativa de pérdidas obtenidas en los Casos 2, 3, 4 y 5 para tensión 1.02

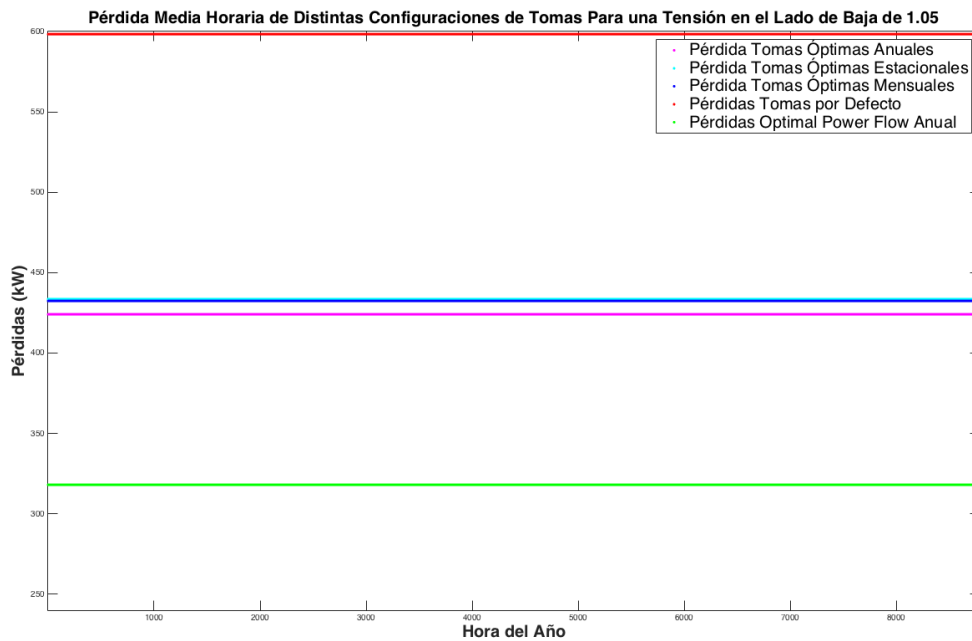


Figura 39. Comparativa de pérdidas obtenidas en los Casos 2, 3, 4 y 5 para tensión 1.05

En la tabla 34 se recogen los valores de pérdidas horarias antes representados. Además, se ha calculado el porcentaje de mejora de pérdidas respecto a las obtenidas con las tomas estándar, con la siguiente fórmula:

$$\% = \frac{L_0 - L_x}{L_0} \times 100$$

Donde  $L_0$  representa las pérdidas con las tomas estándar y  $L_x$  las pérdidas con las tomas anuales, estacionales o mensuales.

	Pérdida Horaria Tomas Anuales		Pérdida Horaria Tomas Estacionales		Pérdida Horaria Tomas Mensuales		Pérdida Horaria Tomas Estándar	Pérdida Reparto de Cargas Óptimo
	kW	%	kW	%	kW	%	kW	kW
V = 1	322.84	-9.39	324.54	-9.97	325.07	-10.15	295.13	254.57
V = 1.02	346.89	9.86	350.6	8.89	351.96	8.54	384.82	280.83
V = 1.05	424.08	29.13	433.51	27.55	432.4	27.74	598.36	318.05

Tabla 34. Comparativa de Pérdidas. Tomas Anuales, Estacionales, Mensuales y por Defecto

Teniendo en cuenta la mejora en pérdidas obtenida para los casos de tensión mayor que 1, habría que considerar si es rentable económicamente el incremento en el coste que supone cambiar las tomas de los transformadores comparado con el ahorro en pérdidas que se obtiene. Haciendo un análisis económico, habría que tener en cuenta que cambiar una toma implica costes por:

- Corte del suministro
- Coste de la cuadrilla que se encargue del cambio de las tomas

El ahorro medio horario, para el cambio anual, estacional o mensual, es de unos 100 kWh aproximadamente. A un precio medio de 62.08 €/MWh, implica un ahorro medio diario de 149€. Multiplicando por 30 días de un mes y dividiendo esta cantidad por los 12 transformadores de la red, significa que el cambio de tomas es rentable mensualmente siempre y cuando el coste del corte de suministro y la cuadrilla sean menores a 372€ por transformador.

Multiplicando por tres para el caso de tomas por estación, el cambio sería rentable cuando los costes fueran inferiores a 1117€ por transformador.

Por último, multiplicando por cuatro para el caso del cambio de tomas anual, éste sería rentable para unos costes inferiores a 4468€ por transformador. Si se tiene en cuenta la tabla 34, en la que se aprecia que cambiar las tomas estacional o mensualmente no implica un mayor ahorro con respecto al cambio de tomas anual, se podría concluir que la mejor opción es el cambio de tomas anual.

Los cálculos de ahorro anteriores, se han obtenido asumiendo que todo el año se está operando por encima de una tensión 1. Si se asume que habrá un cierto número de horas al año en el que la tensión será 1 y las pérdidas serán mayores que en el caso estándar, se puede suponer una reducción del ahorro del 50 %. Teniendo en cuenta que entonces el ahorro para las tomas anuales sería de 2234€ por transformador, seguiría habiendo un ahorro económico. Además, si se considera que el perfil de cargas anual será muy parecido en años sucesivos, el ahorro se mantendría en los años posteriores por lo que, económicamente, el cambio de tomas estaría justificado.

## 15 Conclusiones y Líneas Futuras de Investigación

Después de estudiar la evolución óptima de la toma para los distintos escenarios anual, estacional y mensual, se concluye que:

Existen transformadores en la red que, ante las distintas simulaciones llevadas a cabo:

- ⇒ Cambian continuamente de toma tanto para simulaciones anuales como estacionales y mensuales. Este es el caso de los transformadores 9 y 6 por ejemplo. Si se está planificando una red de distribución y el coste de un transformador con cambiador de tomas en carga no es excesivo, sería conveniente su uso en este caso.
- ⇒ Mantienen siempre la misma toma tanto para simulaciones anuales como estacionales y mensuales. Este es el caso de los transformadores 7 y 11 que, tal y como se puede ver en los resultados obtenidos, mantienen una toma de 0.95. Si se está planificando una red de distribución determinada, será conveniente la búsqueda de casos como estos en los que se podría instalar un transformador con cambiador de tomas en vacío ya que su cambio sería prácticamente nulo a lo largo de su vida útil y se estaría en los niveles óptimos de toma.

Teniendo en cuenta que las redes de distribución actuales cuentan en la práctica totalidad con transformadores con cambiadores de tomas en vacío, lo ideal sería llevar a cabo el menor número posible de cambios en la toma a lo largo de la vida útil del transformador que minimice las pérdidas de la red para no tener que estar cortando el suministro constantemente. En este sentido y como se extrae de los valores obtenidos en las simulaciones, un cambio de tomas anual conllevaría una disminución considerable de pérdidas, hasta el 29.13%, para el nivel de tensión 1.05 respecto a los valores de pérdidas con tomas por defecto.

Cabría esperar que al ir ajustando a un mayor nivel de detalle las tomas, es decir, de anuales a estacionales y de estacionales a mensuales, las pérdidas fuesen disminuyendo. Sin embargo, este efecto no se aprecia, sino que incluso hacen aumentar las pérdidas. Las causas de estos aumentos hay que buscarla en dos aspectos:

- Las tomas obtenidas con las simulaciones en PSS no son discretas, es decir, no se obtienen valores del tipo 0.95, 0.975, 1 etc. sino que se obtienen valores continuos lo que conlleva a trabajar con datos no exactos de tomas y pérdidas.
- Las simulaciones son horarias, es decir, se simula cada hora del sistema y se obtienen unas tomas y pérdidas determinadas. Al escoger las tomas por año, estación o mes y dibujar sus histogramas, se están escogiendo valores que se repiten más que otros dentro del mes, pero las simulaciones posteriores con dichas tomas siguen siendo horarias con lo que habrá muchas horas simuladas con tomas que no sean las óptimas.

A raíz del ahorro obtenido para los casos anual, estacional y mensual, considerando un ahorro medio horario de 100kW y un precio medio horario de la energía de 62.08€/MWh, se observa que el cambio de tomas anual sería el más razonable ya que el ahorro es mayor que para los casos estacional y mensual y el coste del cambio menor.

A la vista de los resultados obtenidos en la simulación de agrupación de tomas mensualmente, se observa que hay una mejoría en las pérdidas respecto a las simulaciones anuales y estacionales. Esto quiere decir que ajustar las tomas para la demanda de cada hora permitiría un ahorro considerable ya que se estaría escogiendo la toma óptima exacta que minimiza pérdidas en una hora determinada, es decir, se tendrían las pérdidas representadas en verde.

La penetración cada vez mayor de fuentes de energía renovable plantea, como línea de investigación futura, el efecto que tendría el ajuste de las tomas de los transformadores en las pérdidas en una red con presencia de generación distribuida.

## 16 Bibliografía

- [1] Distribution Transformers. Dudley L. Galloway, Dan Mulkey, and Alan L. Wilks. Tap Changers and Smart Intelligent Controls. Dieter Dohnal, Axel Kraemer, and Karsten Viereck. *Electric Power Transformer Engineering*, Third Edition. James H. Harlow. May 2012, 1 -48
- [2] Luis Chofre García. (2012). *Análisis probabilístico de la capacidad de evacuación eólica en estado de contingencia simple*.
- [3] *Program Operation Manual PSS®/E 33.4*. (2013). Siemens Power Technologies International. 400 State Street, PO Box 1058, Schenectady, NY 12301-1058 USA
- [4] *Program Application Guide PSS®/E 33.4* (2013). Siemens Power Technologies International. 400 State Street, PO Box 1058, Schenectady, NY 12301-1058 USA
- [5] *ANSI Standard C84.1-1982*, American National Standard for Electric Power Systems and Equipment – Voltage Ratings (60 Hz).
- [6] M.C. Rodolfo Arturo Echavarría Solís. *Síntesis de un Regulador Monofásico de Tomas de C.A. para Aplicaciones de Media y Baja Tensión*.
- [7] Nasif Mahmud, A. Zahedi. (2016). *Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation*.
- [8] Dr. Dieter Dohnal. (2013). *On-Load Tap-Changers for Power Transformers*.
- [9] Carlos Quijije Sánchez. (2012). *Estudio del Fenómeno de Ferroresonancia en Transformadores*.
- [10] *Introduction to PSS/E*. EE 461 Power Systems. Colorado State University